

# **Estudo da influência das características do vento no desempenho de aerogeradores**

*José Tor Jervell*

## **Relatório do Projecto Final**

Orientador na FEUP: Prof. Álvaro Rodrigues



**Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto  
Mestrado Integrado em Engenharia Mecânica**

**Julho 2008**



## Resumo

Nos últimos anos, o desenvolvimento dos aproveitamentos de energia eólica em Portugal evoluiu de forma marcante. O volume de projectos assumido, quer pelas entidades governamentais quer pelos investimentos em parque eólicos, prevê a instalação de 5700 MW até ao final de 2012. Apesar do crescimento previsível para os próximos anos neste sector, torna-se cada vez mais rigoroso o estudo da avaliação da adequação de um sítio para a instalação de um parque eólico. O conhecimento preciso do regime dos ventos é um dos elementos mais importantes nessa avaliação. Para isso efectuem-se medições das características do vento por um período que seja representativo do longo termo e, atendendo à curva de potência dos aerogeradores fornecida pelo fabricante, estima-se a energia média anual que um parque pode produzir.

Todavia, para terrenos de natureza complexa o escoamento atmosférico tem características quase sempre distintas daquelas em que a curva característica dos aerogeradores foi determinada, o que se traduz, inevitavelmente, num funcionamento distinto daquele que resulta da consideração dessa curva. Conceitos como a turbulência, a orografia, a rugosidade e obstáculos, entre outros, podem assumir uma importância não desprezável.

Com este trabalho pretendeu-se encontrar algumas explicações para o comportamento irregular do funcionamento dos aerogeradores do Parque Eólico da Coelheira, relativamente àquilo que era esperado, em termos de energia eléctrica produzida.

Para isso, foi feita uma análise de dados do vento registados na estação de medição colocada no interior da área abrangida pelo parque eólico.

Com a utilização de programas de cálculo de condições de vento a partir de dados obtidos num ponto, pretendeu-se caracterizar / estimar o regime de ventos nos locais onde estão instalados os aerogeradores, e assim, comparar os resultados e tentar identificar eventuais locais onde as condições de vento sejam complexas.

A campanha de medição de curta duração, recorrendo à anemometria ultra-sónica, permitiu analisar detalhadamente o comportamento do escoamento dos ventos do Parque Eólico.

O estudo dos dados SCADA do Parque Eólico revelou a presença de algumas anomalias no funcionamento de alguns aerogeradores.

# Abstract

In the last few years, the development of the exploitation of Aeolian energy in Portugal evolved in a remarkable way. The volume of assumed projects, either by governmental authorities or by investors in Aeolian parks, foresees the installation of 5700 MW until the end of 2012. Despite of the predictable growing for the next years in this sector, it becomes always more rigorous the adequacy evaluation study of a place for the installation of an Aeolian park. The precise knowledge of wind regime is one of the most important elements in that evaluation. For that, wind characteristics measurements are realized for a period that is long term representative and, attending to the turbine power curve provided by the manufacturer, it is estimated the average annual energy that a park can produce.

However, for complex nature terrains the atmospheric draining has almost always different characteristics of those that in the turbine characteristic curve was determined, which inevitably translates into a distinctive functioning of the one that result in the consideration of that curve. Concepts like turbulence, orography, roughness and obstacles, among others, can assume a non negligible importance.

With this work it was intended to find some explanations for the irregular functioning behavior of Parque Eólico da Coelheira turbines, relatively of that which was expected, in terms of produced electric energy. For that, it was made a wind data analysis in the measurement station, placed inside of the enclosed wind farm area.

With the use of wind conditions calculation programs from data acquired in a specific spot, it was pretended to characterize / estimate the wind regime in the area which the project is implemented and, so, compare the results and try to identify possible spots where the wind conditions are complicated.

The short lasting measurement campaign, recurring to ultra sonic anemometry, allowed to analyse in detail the wind farm wind draining behaviour.

The SCADA data study from the wind farm revealed the presence of some anomalies in some turbine functioning

## Agradecimentos

Quero agradecer ao Prof. Álvaro Rodrigues pela orientação prestada ao longo desta tese.

Pela oportunidade de realização desta tese, quero deixar uma nota de agradecimento ao INEGI – Instituto de Engenharia Mecânica e Gestão Industrial.

Um enorme agradecimento a todos os elementos da equipa da Unidade de Energia Eólica do INEGI nomeadamente José Matos, Nuno Cardoso, Bruno, Andreas Smith, Luís Pinho e a toda a equipa de campo chefiada por Abílio, não só pela facilidade da minha integração e espírito de camaradagem como também pelos conhecimentos que me transmitiram e, no final, energia positiva para ter seguido em frente com o projecto.

Ao professor Luís Frolen pela formação que me deu na aquisição de dados do anemómetro sónico.

Um especial agradecimento a Carlos Rodrigues pela enorme ajuda na fase de tratamentos de dados do sónico.

Um agradecimento à fizinha.



## Índice

1.	Introdução.....	1
1.1.	Enquadramento do trabalho.....	3
1.2.	Organização da tese.....	4
2.	Teoria geral do regime dos ventos.....	5
2.1.	Origens do vento.....	5
2.2.	Potência disponível pelo vento.....	5
2.3.	Características do escoamento.....	7
3.	Região a estudar.....	14
3.1.	Localização.....	14
4.	Instrumentos utilizados.....	18
4.1.	Anemómetros de copos.....	18
4.2.	Cata-ventos.....	19
4.3.	Anemómetro Sónico.....	19
4.4.	Dataloggers e outros dispositivos.....	21
5.	Análise do regime de ventos com anemómetro de copos.....	22
5.1.	Tratamento de dados.....	22
5.1.1.	PORT020.....	25
5.1.2.	PORT312.....	30
5.2.	Conclusão.....	36
6.	Análise pelos programas WAsP e WAsP Engineering.....	38
6.1.	Inclinação do escoamento.....	39
6.2.	Expoente do Perfil vertical da velocidade.....	42
6.3.	Turbulência.....	44
6.4.	Conclusão.....	46
7.	Análise do regime de ventos com anemómetros sónicos.....	47
7.1.	Características do vento.....	48
7.2.	Componentes verticais do escoamento.....	48
7.3.	Turbulência.....	49
7.4.	Simultaneidade dos dados.....	55
7.4.1.	Turbulência.....	56
7.4.2.	Expoente do perfil vertical da velocidade.....	58
7.5.	Conclusão.....	60
8.	Análise do desempenho de alguns aerogeradores.....	61
8.1.	Análise geral.....	62

8.2.	Análise por sector de vento .....	64
8.3.	Conclusão.....	66
9.	Conclusões .....	67
10.	Trabalhos futuros .....	69
11.	Anexos .....	71
11.1.	Anexo A.....	72



## Lista de Figuras

Figura 1 – A turbulência.....	8
Figura 2 – Escoamento numa montanha.....	10
Figura 3 – Posição relativa entre cordilheira e direcção do vento [3] .....	11
Figura 4 – Influência da mudança de rugosidade no perfil vertical do vento .....	11
Figura 5 – Escoamento em torno de um obstáculo.....	13
Figura 6 – Fotografia tirada da estação de medição PORT312 ao Parque Eólico da Coelheira .....	14
Figura 7 – Vista tridimensional da serra da Arada .....	15
Figura 8 – Mapa detalhado dos parques Eólicos do Candal e Coelheira .....	16
Figura 9 – Anemómetro de copos Thies first class P6100H. ....	19
Figura 10 – Cata-ventos P6220 Wind Vane Classic. ....	19
Figura 11 – Esquema de funcionamento do anemómetro sónico.....	20
Figura 12 – Anemómetro sónico METEK USA-1.....	21
Figura 13 – Direcções de vento não afectadas pela esteira os aerogeradores vizinhos nas estações de medição PORT312 e PORT311 .....	23
Figura 14 – Distribuição dos 16 sectores pelos ângulos de vento e pela rosa-dos-ventos .....	24
Figura 15 – Rosa do expoente do perfil vertical da velocidade e perfil vertical da velocidade na PORT20 para o período de 2000 a 2004. ....	26
Figura 16 – Variação horária da velocidade de vento na estação PORT20, Outubro de 2000 a Dezembro de 2004.....	27
Figura 17 – Variação horária da potência disponível no vento na estação PORT20, Outubro de 2000 a Dezembro de 2004 .....	27
Figura 18 – rosa-dos-ventos e histograma de PORT020.....	28
Figura 19 – rosa-dos-ventos e histograma de PORT020 para as direcções não afectadas.....	28
Figura 20 – Distribuição de velocidade e energia disponível por sector da rosa-dos-ventos em PORT020.....	29
Figura 21 – Distribuição de velocidade e energia disponível por sector da rosa-dos-ventos em PORT020 para as direcções não afectadas .....	29
Figura 22 – Intensidade de turbulência para os sectores não perturbados (a branco), na PORT020 para o período de 2000 a 2004 e para velocidades superiores a 5 m/s.....	30
Figura 23 – perfil da velocidade no local de PORT312 de Julho de 2006 a Novembro de 2007 .....	31
Figura 24 – Variação horária da velocidade do vento na estação PORT312, Julho 2006 a Novembro 2007.....	32
Figura 25 – Variação horária da potência disponível no vento na estação PORT312, Julho de 2006 a Novembro de 2007 .....	32

Figura 26 – rosa-dos-ventos e histograma de PORT312 para 30 m. ....	33
Figura 27 – Rosa-dos-Ventos e histograma da estação PORT312 para sectores não perturbados para 30 m.....	34
Figura 28 – Distribuição de velocidade e energia disponível por sector da rosa-dos-ventos na estação PORT312 para 30 m.....	34
Figura 29 – Distribuição de velocidade e energia disponível por sector da rosa-dos-ventos na estação PORT312 para os sectores não perturbados pela esteira dos aerogeradores, a 30 m. ....	35
Figura 30 – Intensidade de turbulência para os sectores não perturbados (a branco), na PORT312 no período de 2006 e 2007, para 30 m e para velocidades superiores a 5m/s	36
Figura 31 – Inclinação máxima do escoamento e respectiva direcção para OEWc pela estação PORT20 .....	41
Figura 32 – Inclinação máxima do escoamento e respectiva direcção para REWC pela estação PORT20 .....	41
Figura 33 – Zoom da topografia na vizinhança do aerogerador “Ag13” .....	42
Figura 34 – Expoente vertical da velocidade médio para OEWc para PORT20 .....	43
Figura 35 – Expoente vertical da velocidade médio para REWC para PORT20 .....	43
Figura 36 – Expoente vertical da velocidade mínimo para OEWc para PORT20.....	43
Figura 37 – Expoente vertical da velocidade mínimo para REWC para PORT20 .....	43
Figura 38 – Expoente vertical da velocidade máximo para OEWc para PORT20 .....	44
Figura 39 – Expoente vertical da velocidade máximo para REWC para PORT20 .....	44
Figura 40 – Figura das ocorrências das velocidades do vento para as direcções de vento, a 30 metros.....	48
Figura 41 – Figura das ocorrências das velocidades do vento para as direcções de vento, a 64 metros.....	48
Figura 42 – Relação componente vertical da velocidade com a direcção do vento, para 30 metros.....	49
Figura 43 – Relação componente vertical da velocidade com a velocidade horizontal do vento, para 30 metros.....	49
Figura 44 – Relação componente vertical da velocidade com a direcção do vento a 64 metros .....	49
Figura 45 – Relação componente vertical da velocidade com a velocidade horizontal do vento a 64 metros .....	49
Figura 46 – Intensidade de turbulência segundo a direcção do vento, para 30 e 64 metros....	50
Figura 47 – Variação da intensidade de turbulência com a velocidade horizontal do escoamento a 30 e 64 m .....	50
Figura 48 – Componente longitudinal da turbulência a 30 metros .....	52
Figura 49 – Componente transversal da turbulência a 30 metros .....	52
Figura 50 – Componente vertical da turbulência a 30 metros .....	52
Figura 51 – Componente longitudinal da turbulência a 64 metros .....	53

Figura 52 – Componente transversal da turbulência a 64 metros.....	53
Figura 53 – Componente vertical da turbulência a 64 metros.....	53
Figura 54 – Velocidades de fricção obtidas a diferentes alturas .....	55
Figura 55 – Velocidade do vento segundo a direcção do vento, para 64 metros .....	56
Figura 56 – Intensidade de turbulência a 64 metros, para as direcções de vento não perturbadas .....	57
Figura 57 – Variação da intensidade de turbulência com a velocidade horizontal do escoamento a 64 metros.....	57
Figura 58 – Velocidade do vento segundo a sua direcção medida pelo anemómetro sónico... 58	
Figura 59 – Componente longitudinal da turbulência medida no anemómetro sónico.....	58
Figura 60 – Expoente do perfil vertical da velocidade para os anemómetros de copos e de ultra sons.....	59
Figura 61 – Expoente do perfil vertical da velocidade do vento segundo a respectiva velocidade horizontal.....	59
Figura 62 – Curva de potência dos aerogeradores E-70 E4. ....	62
Figura 63 – Curva de potência do aerogerador “Ag11” .....	62
Figura 64 – Curva de potência do aerogerador “Ag14” .....	62
Figura 65 – Curva de potência do aerogerador “Ag15” .....	63
Figura 66 – Curva de potência do aerogerador “Ag16” .....	63
Figura 67 – Curva de potência do aerogerador “Ag18” .....	63
Figura 68 – Curva de potência do aerogerador “Ag19” .....	63
Figura 69 – Curvas de potência nos 16 sectores de vento do aerogerador “Ag12” .....	64
Figura 70 – Curvas de potência do “Ag13” nos 16 sectores do vento .....	65
Figura 71-Curva de potência para o Aerogerador “Ag16”.....	66
Figura 72 – Esquema da torre de medição da PORT312 .....	72



## Lista de Tabelas

Tabela 1 – Expoente $\alpha$ para diferentes tipos de superfície [3] .....	12
Tabela 2 – Direcções de vento não afectadas para cada estação de medição.....	22
Tabela 3 – Disponibilidades mensais das estações a 30 metros.....	25
Tabela 4 – Disponibilidades mensais das estações para 64 metros.....	25
Tabela 5 – Resultados das medições em PORT20 – Anos 2000 a 2004 .....	26
Tabela 6 – Valores de I.T. para velocidades maiores que 5m/s e respectivas ocorrências, para todos os sectores de vento, na estação PORT020 no período de 2000 a 2004.....	30
Tabela 7 – Resultados das medições em PORT312, nos sectores não perturbados a 30 m .....	31
Tabela 8 – Valores da velocidade e do fluxo de potência médios.....	32
Tabela 9 – Valores da velocidade média comparativos com os valores da estação PORT014 .....	33
Tabela 10 – Valores de intensidades de turbulência para velocidades maiores que 5 m/s, a 30 m, para os sectores não perturbados e respectivas ocorrências, na estação PORT312 no período de 2006 e 2007. ....	35
Tabela 11-Valores de inclinação do escoamento pelo OEWC da estação PORT20 .....	40
Tabela 12-Valores de inclinação do escoamento pelo REWC da estação PORT20 .....	40
Tabela 13 – Ângulo de inclinação do terreno em torno do aerogerador “Ag13” .....	42
Tabela 14 – Valor de I.T., pelo OEWC, da estação PORT020 .....	45
Tabela 15 – Valor de I.T., pelo REWC, da estação PORT020 .....	45
Tabela 16 – resumo das componentes da turbulência .....	54



# Nomenclatura

$\alpha$	Expoente da lei de potência
$\rho_a$	Densidade do ar
$\lambda$	Velocidade específica da pá
$\beta (Z_0)$	Altura da rugosidade de referência
$\beta$	Ângulo de pitch da pá
$\sigma_u$	Desvio padrão da componente longitudinal da velocidade
$\sigma_v$	Desvio padrão da componente transversal da velocidade
$\sigma_w$	Desvio padrão da componente vertical da velocidade
$\Delta t$	Variação de tempo
$\sigma$	Desvio padrão
$A$	Área de varrimento de uma pá
$A_{escala}$	Factor escala
$C$	Velocidade do som
$C_{forma}$	Factor de forma
$C_p$	Coefficiente de potência
$E_c$	Energia cinética
$h$	Altura
$IT$	Intensidade de Turbulência
$IT_u$	Intensidade de Turbulência longitudinal
$IT_v$	Intensidade de Turbulência transversal
$IT_w$	Intensidade de Turbulência vertical
$m$	Massa de ar
$\dot{m}$	Caudal mássico do ar
$P_{disponível}$	Potência disponível pelo vento
$P_{mecânica}$	Potência útil
$R$	Raio da pá
$T_1$ e $T_2$	Tempos percorrido entre transdutores
$u$	Componente horizontal da velocidade
$u^*$	Velocidade de fricção
$v$	Componente transversal da velocidade
$V$	Velocidade do vento
$V(z)$	Velocidade do vento para a altura pretendida
$V(z_r)$	Velocidade do vento para a altura de referência

$k$	Constante de Von Kármán
$w$	Componente vertical da velocidade
$W_g$	Velocidade angular do rotor
$Z_r$	Altura de referência
$Z_0$	Rugosidade de referência
$Z_1$	Rugosidade na zona 1
$Z_2$	Rugosidade na zona 2







## 1. Introdução

A energia eólica é, hoje em dia, vista como uma das mais promissoras fontes de energia renováveis, caracterizada por uma tecnologia madura baseada principalmente na Europa e nos EUA. Pelo seu carácter limpo, abundante, inesgotável e tecnicamente mais versátil do que outras fontes renováveis, a energia eólica é aquela que apresenta uma maior margem de progressão nos próximos anos.

Esta fonte de energia renovável tem registado nos últimos anos uma evolução verdadeiramente assinalável. Em Portugal a energia eólica atingiu, no ano de 2007, os 2000 MW de potência instalada, sendo que esta fonte alternativa de energia produz 8% da electricidade consumida anualmente em Portugal e espera-se que em 2010 este valor atinja 15%.

No entanto, não é em qualquer lugar que se podem construir parques eólicos com vista à produção de energia eléctrica, pois nem todos apresentam características do regime de ventos favoráveis à sua instalação de parques eólicos em condições de rentabilidade económica.

Para que os investidores tenham uma certa segurança no retorno do investimento que vão fazer, é preciso que haja pesquisas e estudos que possam identificar uma eventual área com potencial eólico para iniciar a construção de um parque eólico.

A previsão da produção energética é baseada no rendimento dos aerogeradores que é calculado a partir das respectivas curvas de potência, curvas essas que são fornecidas e garantidas pelos fabricantes.

Quando se pretende fazer uma qualificação e quantificação de um local pré-definido, procede-se a uma série de estudos mais específicos feitos no local.

É fundamental para a concretização de um projecto de um parque eólico para um determinado local, a medição das principais características do vento, a velocidade e direcção, com sensores de medição. De seguida, consegue-se estimar as características do regime de ventos de um local e calcular a energia produzida por um parque eólico.

Existem programas de cálculo e simulação do escoamento atmosférico adequados, que permitem fazer uma estimativa das características do vento na área que se pretende analisar, sendo, por isso, mais uma ferramenta de suporte para a avaliação do potencial eólico. Contudo, tem-se verificado limitações dos resultados em terrenos com uma orografia complexa.

Em terrenos de natureza complexa, o escoamento atmosférico tem características quase sempre distintas daquelas em que a curva característica dos aerogeradores foi determinada, o que se traduz, inevitavelmente, num funcionamento distinto daquele que resulta da consulta dessa curva. Aspectos como a turbulência, a inclinação do escoamento e a variação da velocidade com a altura ao solo, entre outros, podem assumir uma importância não desprezável.

A utilização de métodos de medição mais recentes no estudo do recurso eólico, como é o caso da anemometria de ultra sons, tem sido utilizado para caracterização mais pormenorizada do regime de ventos. Por exemplo, a turbulência, por ser medida a frequências de amostragem superiores, é melhor caracterizada relativamente às medições efectuadas com anemómetros de copos.

O estudo dos dados SCADA de um Parque Eólico serve para acompanhar a *performance* do parque eólico e identificar potenciais anomalias no funcionamento dos aerogeradores que possam alterar o seu desempenho, maximizando, deste modo, a produção do parque eólico.

## **1.1. Enquadramento do trabalho**

O trabalho que me foi proposto vem no seguimento da constatação de que a produção eléctrica espectável, do Parque Eólico da Coelheira, não corresponde com a produção que o parque produz.

Numa perspectiva de tentar entender este défice na produção de energia eléctrica, o objectivo principal do presente trabalho é fazer um estudo da influência das características do vento no desempenho dos aerogeradores do parque em questão.

Para isso pretende-se analisar as características do vento na área onde está implantado o parque eólico, procurando relacionar algumas dessas características com os desvios de comportamento dos aerogeradores, designadamente em relação à curva de potência que é indicada pelo fabricante e à produção eléctrica esperada.

Tendo como base uma campanha de medições de vento que precedeu a construção do parque, serão analisadas detalhadamente os dados do vento, direcção e velocidade, esta medida com anemómetros de copos e apresentada sob a forma de médias de 10 minutos.

Recorrendo a programas de cálculo avançados, pretende-se estimar as características do vento, no local, procurando descobrir eventuais zonas menos interessantes para o funcionamento dos aerogeradores e assim justificar alguns dos desvios mencionados.

Uma nova campanha de medição de vento foi realizada, utilizando anemómetros de ultrassons, com a finalidade de avaliar o comportamento do vento em escalas temporais mais curtas e tentar perceber e identificar no que é que as três componentes da velocidade do vento, daquele local, influenciam no desempenho dos aerogeradores.

Deverão ser analisados os registos de funcionamento do parque, procurando relacionar o seu desempenho com as características de vento que tenham sido detectadas, sobretudo as que possam conduzir a um funcionamento com desvios relativamente ao esperado.

O trabalho foi desenvolvido nas instalações do INEGI (Instituto de Engenharia Mecânica e Gestão Industrial), na rua Dr. Robertos Frias. Todos os meios de teste e cálculo e de trabalho e deslocações ao local dos ensaios foram-me disponibilizados pelo Instituto e foi-me prestado apoio de todas as pessoas da Secção de Energia Eólica.

## **1.2. Organização da tese**

O projecto está organizado em 9 Capítulos. O capítulo 1 que aqui se dá por concluído limita-se a fazer o enquadramento do projecto.

O capítulo 1 pretende ser uma base teórica para alguns aspectos que vão sendo mencionados ao longo deste trabalho.

No capítulo 2 é feita uma breve descrição da região onde o Parque Eólico da Coelheira se localiza. É feita uma descrição das características dos aerogeradores instalados e mencionado o histórico das campanhas de medição realizadas para o Parque Eólico.

O capítulo 4 aborda todos os instrumentos de medição utilizados nas campanhas de medição realizadas no Parque Eólico da Coelheira.

No capítulo 5 é feita uma análise do regime do vento com dados de campanhas de medição anteriores com os tradicionais anemómetros de copos, para duas estações de medição.

No capítulo 6 é feita uma análise do regime do vento utilizando programas computacionais, o WAsP e o WAsP Engeneering, para Parque Eólico da Coelheira, na Serra da Arada.

O capítulo 7 inclui os resultados do tratamento das medições do vento utilizando dois anemómetros sónicos que foram instalados numa campanha de curta duração, no Parque Eólico.

O capítulo 8 aborda uma análise genérica do comportamento da curva de potência de alguns aerogeradores num determinado período de tempo e é feita, também, uma análise do comportamento da curva de potência para dois aerogeradores, segundo os diferentes sectores de vento.

O projecto termina com o capítulo 9, onde se resumem as conclusões principais do presente trabalho e se deixam algumas sugestões para trabalhos futuros.

## 2. Teoria geral do regime dos ventos

Este capítulo apresenta uma breve análise dos fenómenos físicos responsáveis pela geração do vento, caracterizando-o como uma das muitas formas em que se manifesta a energia solar. Aborda importantes características do vento que são mencionados ao longo deste trabalho e que poderão afectar a performance do funcionamento de um aerogerador, nomeadamente, a turbulência, o shear factor, a orografia, os obstáculos e a rugosidade.

### 2.1. Origens do vento

Os ventos são causados por diferenças de pressão ao longo da superfície terrestre, devidas ao facto de, em primeiro lugar, a radiação solar recebida na Terra ser maior nas zonas equatoriais do que nas zonas polares e, em segundo lugar, ao movimento de rotação da Terra e variações sazonais de distribuição de energia solar incidente. A origem do vento é, portanto, a radiação solar.

Os ventos mais fortes, mais constantes e mais persistentes ocorrem em bandas situadas a cerca de 10 km da superfície da terra. Como não é possível colocar os aerogeradores nessas zonas, o espaço de interesse encontra-se limitado a algumas dezenas de metros na atmosfera. A estas alturas, o vento é directamente afectado por forças de atrito (devido à fricção da massa de ar em movimento com a superfície terrestre) o que provoca uma diminuição na sua velocidade.

### 2.2. Potência disponível pelo vento

Uma condição necessária para a utilização da energia contida no vento é a existência de um fluxo permanente e razoavelmente forte de vento. As turbinas modernas são projectadas para atingirem a potência máxima para velocidades do vento da ordem de 10 a 15 m/s.

A potência disponível no vento pode ser expressa pela seguinte expressão:

$$P_{disponível} = \frac{W}{\Delta t} \quad (4.1)$$

Se considerarmos que,

$$W = Ec = \frac{m \times u^2}{2} \quad (4.2)$$

Chega-se à seguinte equação,

$$P_{disponível} = \frac{\frac{m \times V^2}{2}}{\Delta T} = \frac{m \times u^2}{2 \times \Delta T} \quad (4.3)$$

No entanto,

$$\frac{m}{\Delta T} = \dot{m} = \rho_a \times u \times A \quad (4)$$

O que resulta no final,

$$P_{disponível} = \frac{\rho_a \times u^3 \times A}{2} \quad (4.5)$$

Podemos constatar que:

- A potência varia linearmente com a massa volúmica e cresce com o cubo da velocidade
- A potência é proporcional à área do rotor.

Contudo, é preciso ter em conta outros factores, como os mecanismos do escoamento ao passar pelo rotor, a aerodinâmica e a eficiência do aerogerador. Na prática, a potencia disponível não pode ser totalmente convertida visto que, para existir escoamento, o ar tem que ter uma velocidade não nula depois de passar o rotor. A aplicação de conceitos da Mecânica dos Fluidos permite demonstrar a existência de um máximo teórico para o aproveitamento da energia contida no vento de 59,3%, conhecido como o *limite de Betz*. Assim, o rendimento da conversão da energia eólica em energia mecânica é designado por coeficiente de potência e é dado por:

$$C_p = \frac{P_{mecânica}}{P_{disponível}} \Leftrightarrow P_{mecânica} = C_p \times \left( \frac{1}{2} \times \rho \times A \times u^3 \right) \quad (4.6)$$

O valor de  $C_p$  é função da velocidade do vento,  $U$ , da velocidade angular do rotor,  $W_g$ , do ângulo de pitch,  $\beta$ , e dos parâmetros da pá da turbina. A relação da velocidade específica da pá,  $\lambda$ , é um parâmetro que combina os efeitos da velocidade angular do rotor e a velocidade do vento e também pode ser relacionada com o coeficiente de potência. É designada por:

$$\lambda = \frac{W_g \times R}{u} \quad (4.7)$$

A equação da curva de potência para uma turbina é apresentada na equação seguinte:

$$C_p = C_1 \times \left( \frac{C_2}{\lambda_i} - C_3 \times \beta - C_4 \right) \times e^{\frac{C_5}{\lambda_i}} + C_6 \times \lambda \quad (4.8)$$

onde  $C_1$ ,  $C_2$ ,  $C_3$ ,  $C_4$ ,  $C_5$  e  $C_6$  são constantes relacionadas com a aerodinâmica da turbina e  $\lambda_i$  é um parâmetro dado pela seguinte equação:

$$\frac{1}{\lambda_i} = \frac{1}{\lambda + 0,08 \times \beta} - \frac{0,035}{\beta^3 + 1} \quad (4.9)$$

A potência mecânica ou a potência gerada em cada aerogerador é um parâmetro fundamental, pois é através da sua análise que podemos quantificar alguns desvios no comportamento dos aerogeradores, designadamente em relação à energia esperada.



### 2.3.Características do escoamento

A caracterização do recurso eólico depende de diversos parâmetros que condicionam, de forma mais ou menos determinante, o escoamento atmosférico de um dado local ou de uma dada região, sendo os seguintes aspectos os mais relevantes neste tipo de estudos:

- Características do regime dos ventos do local
- Orografia local
- Rugosidade
- Obstáculos

Nos parágrafos que se seguem apresenta-se uma breve descrição teórica dos parâmetros considerados

#### Características do regime dos ventos do local

A correcta caracterização do escoamento atmosférico num dado local passa, necessariamente, pela medição das características de vento. As campanhas experimentais de medição são normalmente realizadas nos locais onde se pretende instalar os parques eólicos durante um período significativo de forma a reduzir as incertezas associadas à variabilidade inter anual do escoamento atmosférico.

As medidas são normalmente obtidas a alturas que podem ir desde a altura meteorológica de referência, 10 m a 60 m, sendo no entanto desejável que estas medições sejam obtidas tão próximo quanto possível da altura do rotor das turbinas a instalar.

Uma ferramenta importante para avaliar o potencial energético do vento é o recurso a distribuições estatísticas da velocidade do vento. Neste trabalho foi utilizado a distribuição de frequências de Weibull que é apresentada pela seguinte expressão:

$$F_w = \frac{C}{A_{escala}} \times \left( \frac{V}{A_{escala}} \right)^{(C-1)} \times e^{-\left( \frac{V}{A_{escala}} \right)^C} \quad (4.10)$$

onde  $F_w$  representa a frequência de ocorrência de cada velocidade  $V$ . O símbolo  $C$  representa o factor de forma e  $A_{escala}$  é o factor de escala, parâmetros que definem a distribuição estatística e estão relacionados, respectivamente, com a forma da curva de distribuição e velocidade média dos ventos.

Em terrenos de natureza complexa, aspectos como a turbulência, a inclinação do escoamento e a variação da velocidade com a altura ao solo, entre outros, são alvo de grande importância quando se pretende fazer um estudo como este. Em seguida faz-se uma breve descrição de cada aspecto referido.

## Turbulência

A turbulência é uma flutuação da velocidade do vento numa determinada escala-tempo, tipicamente alguns segundos. Uma tentativa de visualização da turbulência consiste em imaginar uma série de turbilhões tridimensionais, de diferentes tamanhos, a serem transportados ao longo do escoamento médio. Estas flutuações de turbulência não têm significado quando se fazem médias acima de 10 minutos. A Figura 1 representa a variação da velocidade, nas três componentes do vento, longitudinal, transversal e vertical, durante 3 minutos.

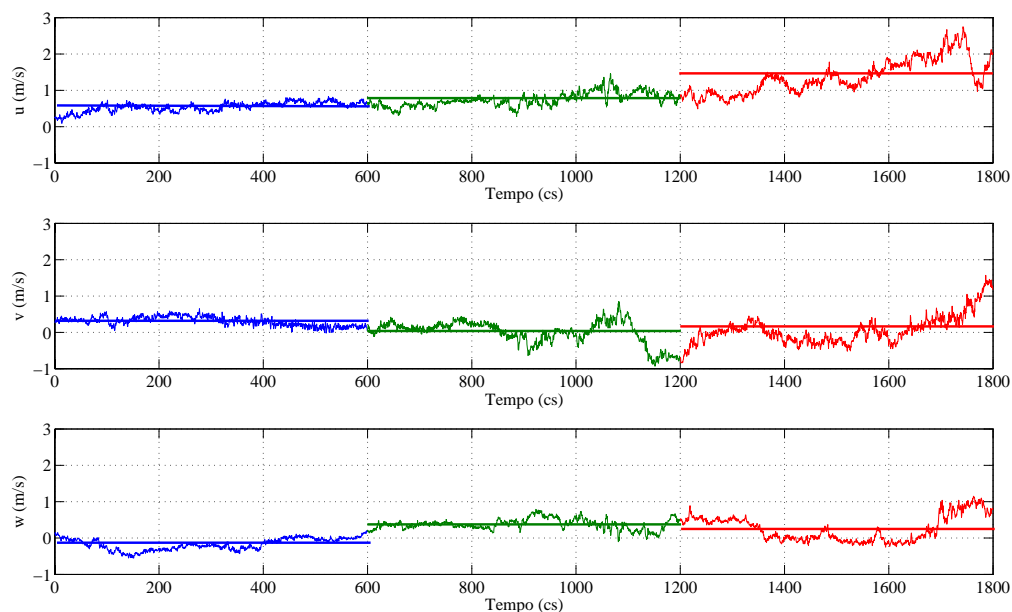


Figura 1 – A turbulência

A turbulência é gerada por duas razões: por atrito com a superfície terrestre (se pensarmos num escoamento perturbado pelas características da topografia como os vales ou montanhas ou pelas características locais, ou seja, obstáculos tais como árvores ou casas), que se vai desvanecendo até praticamente se anular a uma altura de aproximadamente 2.000 metros, e por efeitos térmicos que podem causar movimentos verticais de massas de ar resultantes das diferenças de temperatura, originando um movimento de células convectivas que por sua vez provocam, em larga escala, vórtices de turbulência. Geralmente estas duas razões estão interligadas como, por exemplo, quando um escoamento de ar move-se sobre uma montanha e é forçado a subir para regiões mais frias onde deixa de haver equilíbrio térmico à sua volta.

A turbulência é um processo complexo e não pode ser tratado simplesmente em termos de equações determinísticas. Ela obedece certamente às leis da física tais como a conservação da massa, do momento e da energia. Contudo, quando queremos estudá-la utilizando essas leis, é necessário ter em consideração a temperatura, a pressão, a densidade e a humidade do ar assim como o conhecimento do movimento do ar nas suas três dimensões. É possível formular equações diferenciais que descrevam o processo e, no início, o desenvolvimento da turbulência pode ser previsto pela integração dessas equações sabendo previamente as

condições iniciais e fronteiras. Na prática, o processo pode ser descrito como “caótico” pois com mínimas diferenças nas condições iniciais ou fronteira, pode resultar em enormes diferenças nas suas previsões em relativamente pouco tempo. A turbulência é irregular, sendo necessário recorrer a técnicas estatísticas [1].

Existem muitas descrições estatísticas da turbulência que podem ser úteis, dependendo da sua utilização. As variações de intensidades de turbulência e dos factores rajada são funções da frequência e podem ser analisadas, detalhadamente, as três componentes da turbulência com o espaço e com o tempo.

Um modo de definir a intensidade de turbulência é pelo rácio:

$$IT = \frac{\sigma}{\bar{U}} \quad (4.11)$$

onde  $\sigma$  é o desvio padrão da velocidade e  $\bar{U}$  é a velocidade média, normalmente definida em médias de 10 minutos ou 1 hora.

Para este trabalho, o estudo da turbulência esteve sempre presente, quer a nível de estudos com os anemómetros de copos e sónicos quer com o programa WaSP Engeneering pois este fenómeno afecta a conversão de energia, principalmente devido às variações na direcção do vento. A variabilidade do vento significa que a potência eléctrica também seja flutuante. Contudo, o seu impacto é bastante mais significativo ao nível dos esforços a que o aerogerador fica submetido, pelo que a turbulência é considerada um factor determinante no projecto de aerogeradores eólicos.

### **Inclinação do escoamento**

Os aerogeradores são projectados para captar energia proveniente de escoamentos horizontais e, portanto, uma forte inclinação de um escoamento poderá prejudicar o seu desempenho. A norma IEC-61400-1 diz que uma inclinação de escoamento superior a  $\pm 8^\circ$  deve ser tomada em consideração pois poderão acarretar nas pás dos aerogeradores forças para as quais eles não foram dimensionados e assim afectar o seu desempenho energético e/ou a sua integridade estrutural.

### **Variação da velocidade com a altura ao solo**

Sempre que surge a necessidade de transpor verticalmente os valores de velocidade do vento, recorre-se a métodos estatísticos – e.g. leis de regressão – ou às conhecidas leis logarítmica ou de potências, esta última geralmente utilizada no domínio da energia eólica e apresentada na subsecção seguinte.

### **Orografia**

A orografia constitui um dos elementos mais importantes na caracterização do escoamento atmosférico de um dado local, dada a sua elevada dependência da complexidade do terreno em análise (terreno plano, elevações de declive suave ou terreno montanhoso).

As montanhas, depressões, vales e “gargantas” podem alterar as características do escoamento atmosférico de diferentes formas. O aquecimento das encostas das montanhas durante o dia e arrefecimento durante a noite fazem com que o ar adjacente à montanha aqueça ou arrefeça por condução e mistura. A diferença de temperatura entre o ar perto da montanha e o ar à

volta, pode dar origem a fenómenos térmicos. Quando a estabilidade estática é neutra, o escoamento sobre as montanhas cria gradientes de pressão na direcção do escoamento que podem originar a separação da camada limite. Este fenómeno vai provocar turbilhões em esteira a montante ou a jusante da montanha podendo atingir distâncias de várias vezes a altura da montanha, consoante o declive da mesma. Quando a separação ocorre a jusante da montanha, a esteira produzida pode ir até 10 ou 20 vezes a altura do ponto mais alto da montanha, enquanto que, quando ocorre a montante, os turbilhões produzidos “aninham-se” na base da mesma e são constringidos pela sua presença. Neste caso, a esteira não vai além de duas alturas da montanha. Este fenómeno é quase inexistente em elevações de inclinação suave, e neste caso, existindo concentração das linhas de corrente, verifica-se um aumento da velocidade do vento e consequente aumento de energia que pode ir até 2 vezes o valor obtido sem a perturbação do terreno.

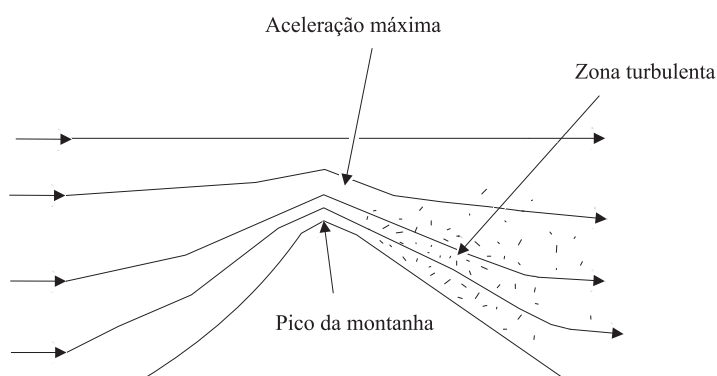


Figura 2 – Escoamento numa montanha

Tal como podemos verificar na Figura 2, o escoamento quando sobe a montanha é forçado a atingir uma inclinação tal que poderá afectar o desempenho de aerogeradores se estes forem colocados nessa orientação do escoamento. Uma vez que os aerogeradores são projectados para aproveitarem apenas a componente horizontal do escoamento, a existência de um declive de um fluxo de ar que seja superior ao limite de segurança proposto pela norma IEC-61400-1, pode reflectir-se na durabilidade e funcionamento dos aerogeradores.

Alguns critérios gerais para a selecção de terrenos planos [2] satisfazem as seguintes condições:

- A diferença de alturas entre o local da turbina e a sua envolvente não seja superior a 60 m em toda a sua extensão, num raio de 5.75 km em torno da turbina.
- Nenhuma colina tenha um rácio altura/largura superior a 1/50, numa distância de 4 km a montante e a jusante da turbina

Nos escoamentos em terrenos complexos, os efeitos das irregularidades são menos quantificáveis. O relevo e a rugosidade do solo influenciam decisivamente a velocidade do vento, tanto em direcção como em intensidade. Alguns estudos têm sido feitos, principalmente para cordilheiras (montanhas alongadas e com menos de 600 m de altura) e pequenos penhascos. No caso das cordilheiras, os resultados mostram que a orientação preferível dos ventos predominantes em relação a estas é na perpendicularidade [2].

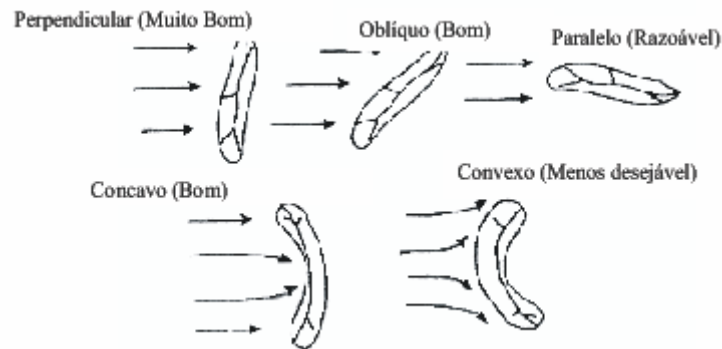


Figura 3 – Posição relativa entre cordilheira e direcção do vento [3]

### Rugosidade

A rugosidade de um terreno é o conjunto de elementos, árvores, arbustos, vegetação rasteira e pequenas construções sobre a superfície do solo que causam resistência na superfície terrestre à passagem do escoamento e podem originar mudança da direcção e pequenas turbulências na superfície.

Uma teoria que pode ser aplicada no caso do escoamento do vento sobre a superfície terrestre é a teoria da camada limite sobre uma placa plana. Esta demonstra que existe uma variação de velocidades do escoamento com a vertical sendo a velocidade na superfície nula e aumentando com o aumento da distância à placa, até atingir a velocidade de escoamento não perturbado. Esta variação é designada por perfil vertical de velocidades. Um exemplo da variação do perfil vertical de velocidades do vento em relação à diferença de rugosidade na superfície terrestre pode ser visto na Figura 4.

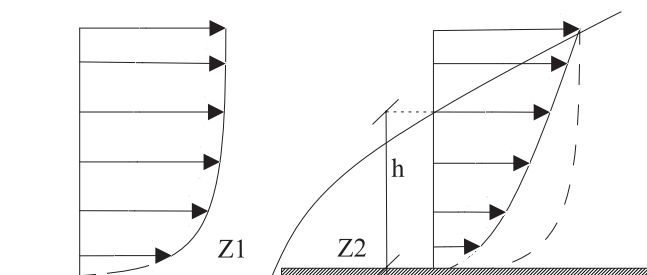


Figura 4 – Influência da mudança de rugosidade no perfil vertical do vento

Pode-se observar a influência no perfil vertical do escoamento devido à mudança de rugosidade Z1 para Z2. O perfil da velocidade na superfície Z2 é mais aberto em relação ao perfil da superfície Z1, ou seja, há uma transferência da velocidade da parte inferior para a parte superior do perfil, causado pelo atrito superficial. A determinação da altura  $h$  torna-se de grande importância no posicionamento dos aerogeradores num determinado local, uma vez que, pode influenciar na produção de um aerogerador e nas questões de fadiga das pás do rotor, devido a solicitações cíclicas a que estas estão sujeitas, quando giram num campo de velocidades que varia na vertical.

Em energia eólica são utilizados normalmente dois modelos matemáticos para prever o perfil vertical da velocidade: a lei logarítmica e a lei de potência. Contudo, ambos estão sujeitos a

uma incerteza, devido à natureza complexa dos escoamentos turbulentos e pela dificuldade em caracterizar a superfície.

A “Lei da Potência” é o modelo mais simples, de fácil utilização e pode ser expressa pela seguinte expressão:

$$V(z) = V(z_r) \times \left( \frac{z}{z_r} \right)^\alpha \quad (4.12)$$

onde  $\alpha$  é o expoente da lei da potência.

Na Tabela 1 apresenta alguns valores de  $\alpha$  também designado por *shear factor*, para diferentes tipos de superfície.

Tabela 1 – Expoente  $\alpha$  para diferentes tipos de superfície [3]

Descrição da superfície terrestre	$\alpha$
Superfície lisa, lago ou oceano	0,10
Relva	0,14
Vegetação rasteira (até 0,3m), árvores ocasionais	0,16
Arbustos	0,20
Árvores, construções ocasionais	0,22-0,24
Áreas residências	0,28-0,40

Na prática, o expoente  $\alpha$  é altamente variável com a elevação, altura do dia, estação do ano, velocidade do vento, natureza do terreno, temperatura e muitos outros mecanismos mais ou menos complexos.

Na caracterização do vento visando o seu aproveitamento energético, a determinação de  $\alpha$  é normalmente feita pela via experimental, medindo a velocidade do vento a duas alturas do solo, ajustando depois a lei de potência aos resultados dessas medições.

O modelo da lei logarítmica é frequentemente utilizado para estimar a velocidade do vento a uma altura a partir de uma altura de referência. Pode-se determinar a velocidade do vento numa altura a partir de duas expressões: uma para a altura de referência ( $z_r$ ) e outra para a altura desejada ( $z$ ). A lei logarítmica é apresentada na seguinte forma:

$$V(z) = V(z_r) \times \frac{\ln\left(\frac{z}{z_0}\right)}{\ln\left(\frac{z_r}{z_0}\right)} \quad (4.13)$$

É importante ter em conta que tanto a lei de potência como a lei logarítmica, foram desenvolvidas para terrenos planos e homogêneos. No caso do presente trabalho a orografia é complexa, sendo difícil a aplicação de modelos sem um grau de incerteza elevado.

### **Obstáculos**

Os obstáculos impedem a passagem das partículas de ar e alteram o seu perfil da velocidade. Na análise do escoamento verifica-se que este é influenciado por vários factores como a forma dos obstáculos, a distância entre eles, a sua rugosidade, entre outros. Normalmente quando se quer fazer um estudo quantitativo do desenvolvimento do escoamento influenciado por obstáculos, como por exemplo, rochas de grande volume, conjunto de árvores altas ou construções civis, é habitual serem considerados blocos paralelepípedicos e um escoamento bidimensional tal como a posição relativa em relação ao ponto de interesse e as suas dimensões. Verifica-se a separação da camada limite na aresta dianteira e consequentemente um perfil do escoamento turbulento a jusante, criando zonas de recirculação. A Figura 5 mostra o escoamento, em detalhe, em torno de um obstáculo, sendo visível o descolamento do escoamento (setas azuis) junto ao obstáculo.

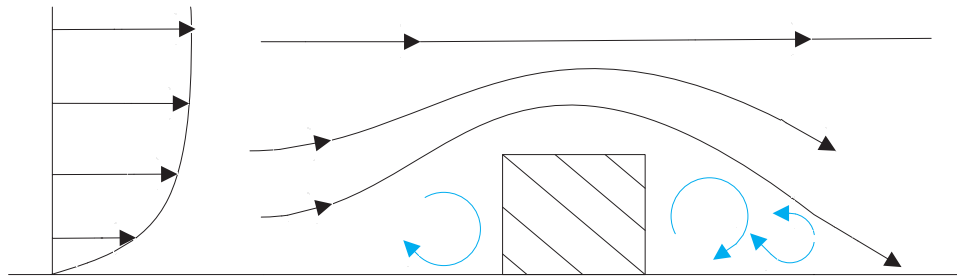


Figura 5 – Escoamento em torno de um obstáculo

### 3. Região a estudar

#### 3.1. Localização

A área aqui em estudo está situada perto das aldeias de Coelheira, Póvoa das Leirias e Candal, situadas no concelho de Arouca. Estão presentes características normalmente associadas à existência de bons recursos eólicos: altitude acima de 1000 metros, boa abertura em todas as direcções e terreno coberto maioritariamente por vegetação rasteira. A serra da Arada, juntamente com a da Freita, é a elevação mais significativa quando, a esta latitude, se caminha do litoral para o interior.

Na serra da Arada existem dois parques eólicos: o Parque Eólico do Candal e o Parque Eólico da Coelheira, sendo, este último, o objecto de estudo do presente trabalho. A Figura 6 mostra-nos uma vista sobre o Parque Eólico da Coelheira tirada do cimo da torre de medição PORT312. Na Figura 7 está representada uma vista tridimensional dos dois Parques Eólicos.



Figura 6 – Fotografia tirada da estação de medição PORT312 ao Parque Eólico da Coelheira



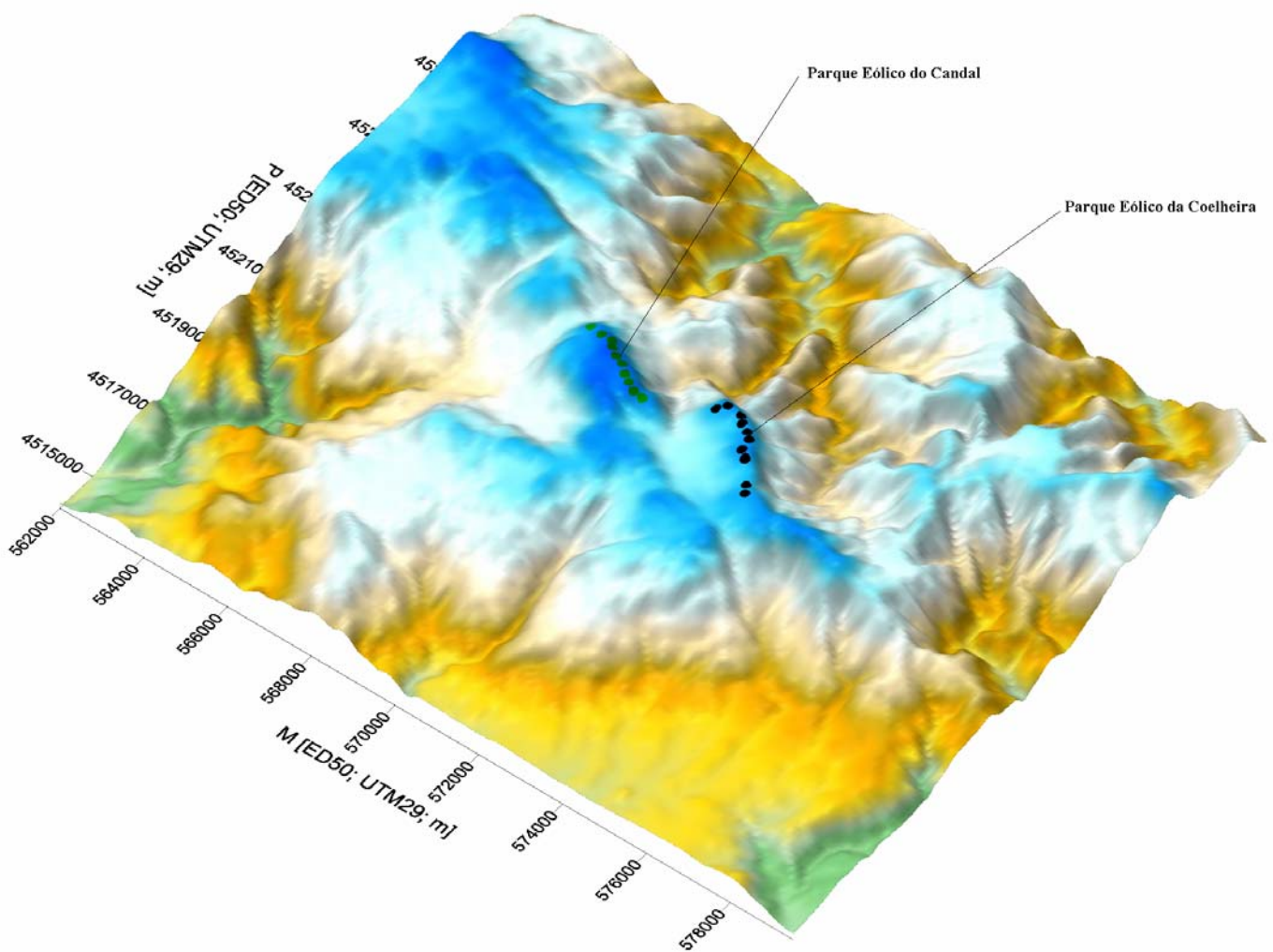


Figura 7 – Vista tridimensional da serra da Arada

A área situada a Poente, estende-se numa plataforma, por cerca de 3,5 km ao longo da linha de cumeeada que separa as freguesias de Manhouce e Candal, desde o limite do concelho de Arouca, para Sudeste. A área Nascente, desenvolve-se de forma aproximada paralela à primeira, a uma distância de cerca de 2 km, a partir das imediações do marco geodésico designado por Alto da Cota. A extensão deste terreno é, no entanto, menor, com pouco mais de 2 km.

Na área onde estão implantados os parques eólicos, o detalhe da representação foi aumentado, digitalizando-se as linhas de nível de 10 em 10 metros, para altitudes superiores a 950 m acima do nível do mar (a.n.m.) num dos núcleos de terreno, e acima dos 900 m na outra parte e incluindo ainda alguns pontos notáveis. A Figura 8 mostra esse mapa detalhado dos parques eólicos em questão.

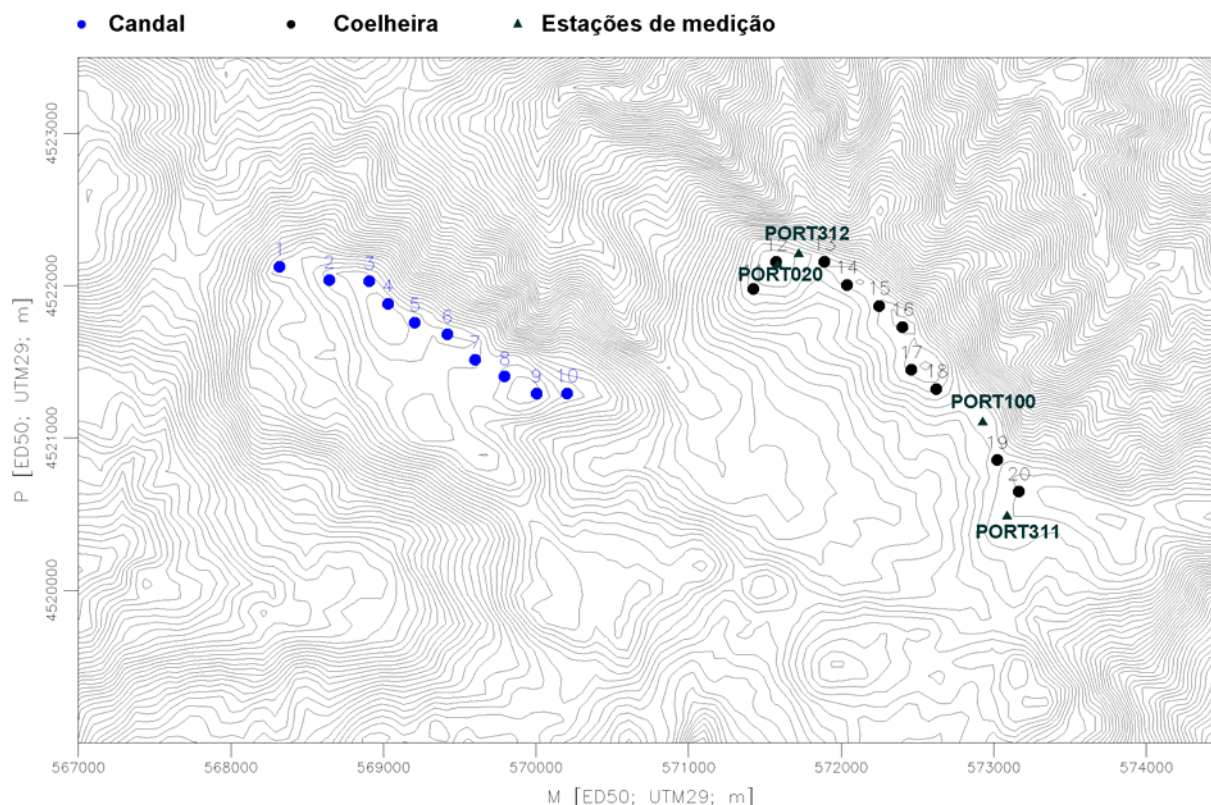


Figura 8 – Mapa detalhado dos parques Eólicos do Candal e Coelheira

O Parque Eólico da Coelheira é constituído por 10 aerogeradores do modelo E-70 E4 da Enercon, com uma potência nominal de 2 MW cada aerogerador, o que faz um total de 20 MW. Relativamente às dimensões, estes aerogeradores têm 64 m de altura e o diâmetro de rotor é de 71 m. A sua curva característica está representada no capítulo 8.

Como se pode visualizar nas figuras 6, 7 e 8, a Serra da Arada e as elevações limítrofes são caracterizadas por uma complexidade de relevo assinalável, com variações de cota significativas em distâncias muito pequenas e pendentes acentuadas. A avaliação do recurso encerrou, por isso, alguma dificuldade, obrigando à instalação de maior número de estações de medida. A instalação de maior número de estações confere aos estudos uma maior fiabilidade mas coloca, por sua vez, dificuldades adicionais, já que é, não raras vezes, difícil compatibilizar as previsões obtidas com os resultados colhidos em cada uma delas.

O estudo de avaliação do recurso teve início em 1994 no âmbito de um protocolo estabelecido entre o INEGI e a ENERNOVA, empresa que então estudava a possibilidade de instalar um parque eólico no local. Foi instalada a estação de medição PORT20 que operou até ao ano 1996.

A segunda campanha de medições, levada a cabo pelo INEGI, iniciou-se em 2000. Para além da reactivação de PORT20, foi instalada também uma nova estação, PORT100, de forma a caracterizar o potencial da área disponível. Ambas funcionaram até ano de 2004.

A terceira campanha de medições teve início no ano 2006, com a instalação de duas estações de medição, PORT312 e PORT311, com o intuito de analisar dados para acompanhamento e verificação do funcionamento do parque.

A quarta campanha medições esteve no âmbito deste trabalho, com a instalação de dois anemómetros de ultra sons, a duas alturas (30 e 64 m), na torre de medição da PORT312.

## **4. Instrumentos utilizados**

Neste capítulo estão apresentados os instrumentos de medição e aquisição de dados que foram instalados e utilizados para as diferentes campanhas de medição, no Parque Eólico da Coelheira. O sistema de aquisição de dados utilizado no anemómetro de copos é diferente do anemómetro de ultra sons, e, por isso, apresentam-se as características de cada um dos aparelhos utilizados.

### **4.1. Anemómetros de copos**

Anemómetros de copos e cata-ventos são os aparelhos mais utilizados na medição das características médias do vento. Eles são robustos, independentes e relativamente baratos. Diz-se que são independentes por serem constituídos por partes móveis e dependerem do seu equilíbrio dinâmico com o escoamento, e apesar do tempo de resposta longo para medições de turbulência são adequados para a medição de perfis de velocidade média.

O princípio de funcionamento, do anemómetro de copos, passa pela transformação do movimento rotativo, em torno de um eixo vertical, em informação sobre o escoamento. Para cada rotação é enviado um sinal para o sistema de aquisição de dados onde este fornece informação dos dados do vento sob a forma de médias de 10 minutos e respectivo desvio padrão.

Para as estações de medição PORT20 e PORT100 utilizou-se o anemómetro de copos NRG40. Este anemómetro, de 3 copos, tem dimensões de 51 mm e 190 mm de diâmetro do rotor, e pesa 140 gr [4]. Foram colocados em duas alturas diferentes, a 10 e a 30 metros, com o objectivo de avaliar a forma do perfil vertical da velocidade do vento, muito influenciado pela orografia.

Para as estações de medição PORT312 e PORT311 utilizou-se o anemómetro de copos Thies first class, modelo P6100H, Figura 9, que tem boas características técnicas e poderá ser considerado como um instrumento de qualidade alta. Este anemómetro, de 3 copos é do tipo pulse-switch, com dimensões de 290 mm de altura e diâmetro de rotor de 190 mm, e pesa aproximadamente 500 gr [5]. Tal como os anemómetros de copos das estações de medição anteriores, foram colocados a duas alturas diferentes, a 30 e a 64 metros. A instalação de anemómetros a 64 metros foi propositada pois é a altura a que o rotor dos aerogeradores está acima do solo, o que traduz num aumento de eficiência de valores quando comparada com o desempenho do parque.



Figura 9 – Anemómetro de copos Thies first class P6100H.

## 4.2.Cata-ventos

Estes aparelhos são utilizados para indicar a direcção do vento. Tal como os anemómetros de copos, o princípio de funcionamento passa pela transformação do movimento giratório, sobre um eixo vertical, em informação sobre o escoamento, neste caso, a sua direcção.

Foram usados cata-ventos NRG200 para as estações de medição PORT20 e PORT100. Este cata-vento é constituído por um potenciómetro que converte a posição do leme numa tensão, lida no sistema de aquisição de dados [4]. Foram colocados a 10 e a 30 metros acima do solo.

Para as estações de medição PORT312 e PORT311 utilizaram-se cata-ventos P6220 Wind Vane Classic, Figura 10 [5]. Foram colocados a 30 e a 60 metros pelas mesmas razões anteriormente referidas.



Figura 10 – Cata-ventos P6220 Wind Vane Classic.

## 4.3.Anemómetro Sónico

Este anemómetro mede o tempo que um impulso ultra sónico demora a percorrer de um transdutor até ao transdutor oposto e compara-o com o tempo que outro impulso ultra sónico demora quando percorre o sentido inverso. Do mesmo modo, é feita a mesma operação em

todos os pares de transdutores permitindo assim o cálculo da velocidade e direcção do vento. A Figura 11 representa um modo de funcionamento destes anemómetros.

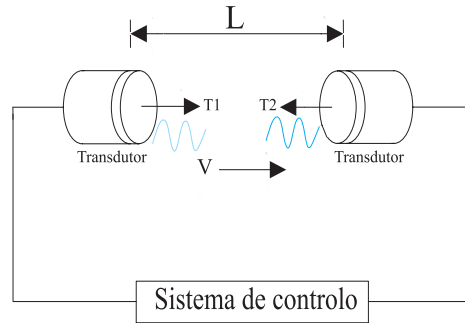


Figura 11 – Esquema de funcionamento do anemómetro sónico

Os tempos  $T_1$  e  $T_2$  são calculados pelas seguintes expressões:

$$T_2 = \frac{L}{C - V} \quad \text{e} \quad T_1 = \frac{L}{C + V} \quad (6.1)$$

onde,

$$V = \frac{L}{2} \times \left( \frac{1}{T_1} - \frac{1}{T_2} \right) \quad \text{e} \quad C = \frac{L}{2} \times \left( \frac{1}{T_1} + \frac{1}{T_2} \right) \quad (6.2)$$

sendo  $L$  a distância entre os transdutores,  $C$  a velocidade do som,  $V$  a velocidade do escoamento e  $T_1$  e  $T_2$  os tempos que os pulsos ultra sónicos demoram a percorrer a distância entre os transdutores[5].

No presente trabalho, este tipo de instrumentos de medição foi utilizado para medição detalhada do regime de ventos, nomeadamente, propriedades flutuantes do escoamento que pudessem causar interferências no funcionamento dos aerogeradores.

O anemómetro sónico utilizado, METEK modelo USA-1, é um instrumento cuja comercialização data de 1992, tendo sido sujeito, desde então, a alterações diversas, principalmente de *software*.



Figura 12 – Anemómetro sónico METEK USA-1.

Dada a sua configuração (Figura 12) com uma haste exactamente a meio para suporte dos emissores-receptores, dependendo da direcção do escoamento, a esteira aerodinâmica criada pela haste vertical do suporte poderá afectar os resultados. Para evitar este tipo de problema o METEK USA-1 corrige os valores provenientes de orientações afectadas pela haste [6]. Estes anemómetros de ultra sons foram instalados a 30 e a 60 metros do solo.

Para efeitos de comparação refira-se que o custo do anemómetro sónico com a placa análise dos parâmetros turbulentos, relógio acelerador e datalogger é de aproximadamente 3000 Euros. Um sistema convencional baseado em anemómetros de copos e cata-ventos não ultrapassa os 800 euros.

#### **4.4.Dataloggers e outros dispositivos**

O recurso a dataloggers e controladores é necessário para a realização de trabalhos de campo. Dois modelos distintos foram usados no apoio a este trabalho. O primeiro, o datalogger NRG 9200+ usado nas estações de medição PORT20 e PORT100 e o segundo, o datalogger Meteo-32 usado nas mais recentes estações PORT312 e PORT311.

## 5. Análise do regime de ventos com anemómetro de copos

Neste capítulo serão analisados detalhadamente os dados da segunda e terceira campanha de medições. Vão ser referidas e analisadas características do vento como o expoente do perfil vertical da velocidade, as variações horárias da velocidade e consequente potência disponível, a rosa das ocorrências das direcções dos ventos e histograma de velocidades e, também, a variação da velocidade e energia acarretada distribuídas por 16 sectores da rosa-dos-ventos e a turbulência.

Pretende-se verificar, com esta análise, se o regime de ventos do local apresenta comportamentos estranhos e comparando os resultados obtidos pelas duas campanhas de medição, verificar se esses resultados diferem uns dos outros significativamente.

### 5.1. Tratamento de dados

Neste estudo foram considerados os dados do parque Eólico da Coelheira e foram apenas tratados os sectores de vento, designados por sectores válidos, fazendo, em alguns casos, uma comparação com os dados de vento medidos incluindo os restantes sectores. A razão que levou a apresentar, separadamente, os resultados para todos os sectores e para os sectores válidos foi para haver maior compreensão na análise dos resultados pois os sectores de vento válidos são aqueles que não apresentam obstáculos significativos, tais como aerogeradores ou casas ou outros obstáculos que possam interferir nas medições das condições atmosféricas. Note-se que os sectores da estação PORT020 são todos válidos pois, com foi referido no capítulo 3, a campanha de medição de longo termo com esta estação PORT020 foi conduzida antes do Parque Eólico ser construído. Contudo, por questões de comparação de resultados obtidos considerou-se que os sectores válidos da estação PORT312 são os mesmos para a estação PORT020.

As direcções de vento não afectadas em cada estação de medição foram definidas de acordo com o procedimento descrito pela norma IEC-61400-1 [7]. A Tabela 2 mostra as direcções consideradas não afectadas, para cada estação de medição e a Figura 13 mostra a localização das estações de medição com as respectivas direcções de ventos não afectadas pela esteira dos aerogeradores vizinhos.

Tabela 2 – Direcções de vento não afectadas para cada estação de medição

Estação de medição	Direcções de vento não afectadas
PORT312	[0; 59] + [157; 200] + [301; 359]
PORT311	[71; 305]



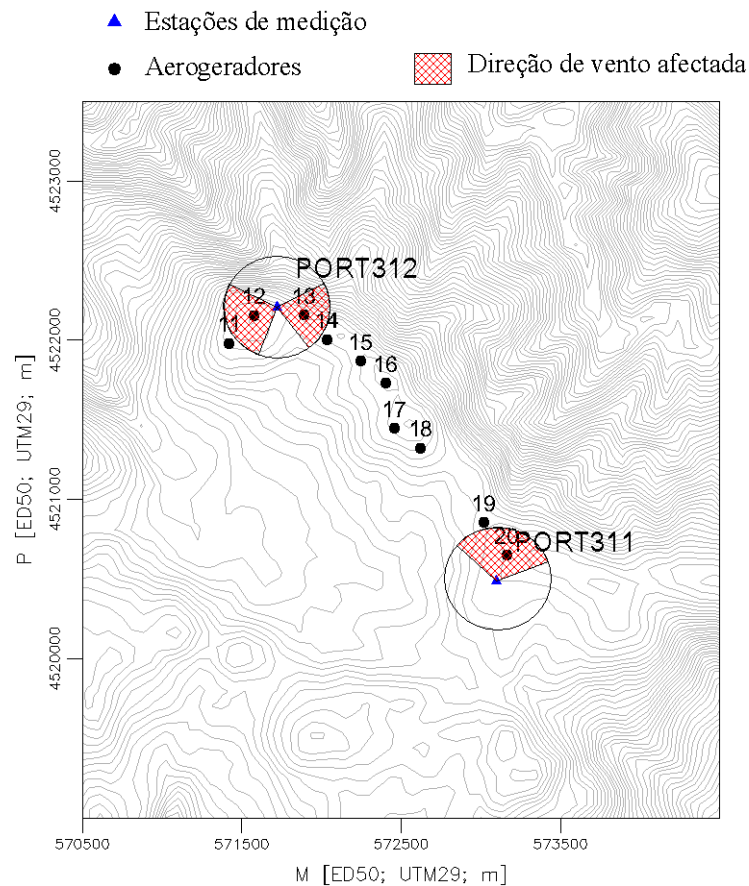


Figura 13 – Direcções de vento não afectadas pela esteira os aerogeradores vizinhos nas estações de medição PORT312 e PORT311

Nesta secção foi feito apenas o estudo para as estações de medição PORT020 e PORT312 pois estas estão colocadas na região mais crítica do parque, quer a nível de influência de esteira dos aerogeradores quer a nível de complexidade orográfica nas suas redondezas. Apesar de as duas estações de medição, PORT020 e PORT312, terem sido colocadas a coordenadas geográficas diferentes considerou-se que a distância entre elas era pouco significativa para o estudo em causa e, por isso, para efeitos comparativos, os critérios utilizados foram os mesmos em ambas.

A notação relativa à orientação do vento, neste trabalho, é a utilizada em cartografia, através dos ângulos pronunciados entre a direcção do vento e o Norte Geográfico. Se o vento for originário de Norte, definido como  $0^\circ$ , também a sua direcção será de  $0^\circ$ ; ventos de Leste, Sul ou Oeste são definidos a  $90^\circ$ ,  $180^\circ$  e  $270^\circ$  respectivamente. Ao dividir-se a circunferência em 16 sectores iguais, numerados no sentido horário, correspondendo o primeiro sector ao ângulo compreendido entre  $348.75^\circ$  e  $11.25^\circ$ , poder-se-á agrupar e tratar conjuntos de dados oriundos dos mesmos sectores. A Figura 14 mostra esse conjunto de dados que foram utilizados neste trabalho.

Sector	Ângulos de vento (°)
1	[348.75 a 11.25]
2	[11.25 a 33.75]
3	[33.75 a 56.25]
4	[56.25 a 78.75]
5	[78.75 a 101.25]
6	[101.25 a 123.75]
7	[123.75 a 146.25]
8	[146.25 a 168.75]
9	[168.75 a 191.25]
10	[191.25 a 213.75]
11	[213.75 a 236.25]
12	[236.25 a 258.75]
13	[258.75 a 281.25]
14	[281.25 a 303.75]
15	[303.75 a 326.25]
16	[326.35 a 348.75]

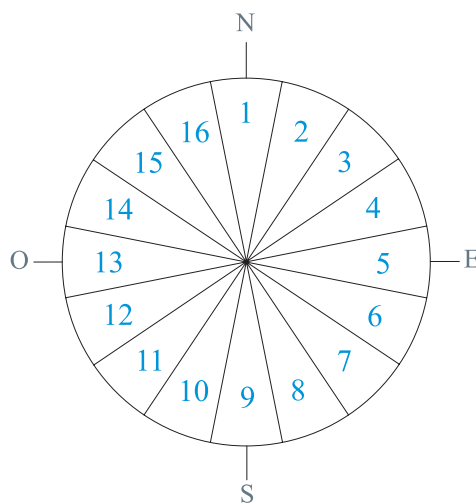


Figura 14 – Distribuição dos 16 sectores pelos ângulos de vento e pela rosa-dos-ventos

A primeira etapa consiste em estudar as disponibilidades dos dados obtidos. A disponibilidade pode ser definida como sendo o rácio entre dados válidos e o número máximo de dados que é possível recolher. A Tabela 3 e a Tabela 4 mostram as disponibilidades mensais para as estações PORT020 e PORT312, a 30 e 60 metros.

Tabela 3 – Disponibilidades mensais das estações a 30 metros.

	2000												2001											
	Jan.	Fev.	Mar.	Abr.	Mai.	Jun.	Jul.	Ago.	Set.	Out.	Nov.	Dez.	Jan.	Fev.	Mar.	Abr.	Mai.	Jun.	Jul.	Ago.	Set.	Out.	Nov.	Dez.
PORT20	61 38 47												47	38	42	57	62	65	77	67	47	44	40	29
PORT312																								
	2002												2003											
	Jan.	Fev.	Mar.	Abr.	Mai.	Jun.	Jul.	Ago.	Set.	Out.	Nov.	Dez.	Jan.	Fev.	Mar.	Abr.	Mai.	Jun.	Jul.	Ago.	Set.	Out.	Nov.	Dez.
PORT20	39	53	45	68	63	72	73	75	49	39	54	52	49	57	43	70	59	75	58	58	57	0	0	0
PORT312																								
	2004												2005											
	Jan.	Fev.	Mar.	Abr.	Mai.	Jun.	Jul.	Ago.	Set.	Out.	Nov.	Dez.	Jan.	Fev.	Mar.	Abr.	Mai.	Jun.	Jul.	Ago.	Set.	Out.	Nov.	Dez.
PORT20	52	49	47	49	65	57	76	61	56	47	46	46												
PORT312																								
	2006												2007											
	Jan.	Fev.	Mar.	Abr.	Mai.	Jun.	Jul.	Ago.	Set.	Out.	Nov.	Dez.	Jan.	Fev.	Mar.	Abr.	Mai.	Jun.	Jul.	Ago.	Set.	Out.	Nov.	Dez.
PORT20																								
PORT312	2 49 30 41												49	48	58	56	61	64	23	62	50	48	44	

Tabela 4 – Disponibilidades mensais das estações para 64 metros

	2006												2007											
	Jan.	Fev.	Mar.	Abr.	Mai.	Jun.	Jul.	Ago.	Set.	Out.	Nov.	Dez.	Jan.	Fev.	Mar.	Abr.	Mai.	Jun.	Jul.	Ago.	Set.	Out.	Nov.	Dez.
PORT20																								
PORT312	74 53 66 48 30 43												47	44	57	57	56	60	68	58	46	47	40	

Numa primeira análise é possível chegar às seguintes conclusões:

- Os dados abrangem um período de sete anos, sendo que os primeiros remontam a 2000.
- Não houve medições no ano 2005.
- Os dados a que se teve acesso foram recolhidos em períodos contínuos.
- A estação PORT020 operou de 2000 a 2004.
- A estação PORT312 operou de 2006 a 2007.

### 5.1.1. PORT020

As variações médias mensais e diárias da velocidade do vento são, na generalidade, bons indicadores do tipo de regime de ventos.

Tabela 5 – Resultados das medições em PORT20 – Anos 2000 a 2004

Oc-2000 to Dc-2004	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Anual
Número de meses medidos:	4.0	4.0	4.0	4.0	4.0	4.0	4.0	4.0	4.0	4.0	4.0	4.0	48.0
Número de meses válidos:	1.9	2.0	1.8	2.2	2.6	2.5	3.0	2.6	2.1	1.9	1.8	1.7	26.0
Velocidade média [m/s]:	8.1	6.3	6.6	5.5	5.3	4.3	4.7	4.4	4.5	6.9	7.0	8.7	5.8
Fluxo potência [W/m <sup>2</sup> ]:	694	372	402	234	199	104	110	94	116	460	483	862	311

Considerando os valores da velocidade média as duas alturas a que foram efectuadas as medições, verifica-se que o expoente do perfil vertical da velocidade foi 0.117, um valor normal em terreno montanhoso. A título de exemplo, com base neste coeficiente, a velocidade do vento a uma altura de 64 metros, altura típica do eixo do rotor de aerogeradores na gama superior a 1 MW, seria, neste período, de 7.7 m/s.

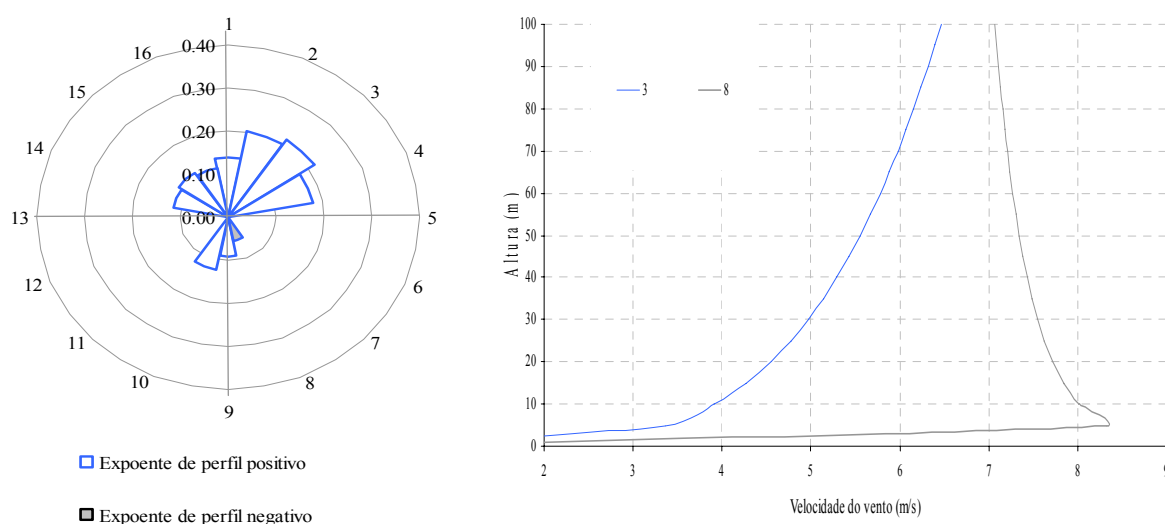


Figura 15 – Rosa do expoente do perfil vertical da velocidade e perfil vertical da velocidade na PORT20 para o período de 2000 a 2004.

Com a Figura 15 podemos verificar que existem três sectores de vento cujo expoente do perfil vertical da velocidade excede, pouco significativamente, o valor de segurança, entre 0 e 0.2, sugerido pela norma IEC-61400-1. Os sectores 2, 3 e 8 apresentam valores 0.202, 0.218 e -0.054, respectivamente. Os restantes sectores apresentam-se dentro dos limites.

As velocidades médias horárias e as potências médias horárias são representadas, respectivamente, na Figura 16 e na Figura 17. Esta informação encontra-se organizada em dois dias médios: o dia médio do período de Verão, que compreende os registos dos meses de Abril a Setembro, e o dia média do período de Inverno que caracteriza o período entre Outubro e Março. É possível identificar, aqui de forma mais nítida, os maiores valores registados no período de Inverno.

É também visível a baixa amplitude das variações da velocidade, sobretudo no Inverno. É conveniente ter presente que se trata de valores médios, que apenas exprimem tendências, sendo que para séries reais se pode esperar uma maior amplitude dessas variações.

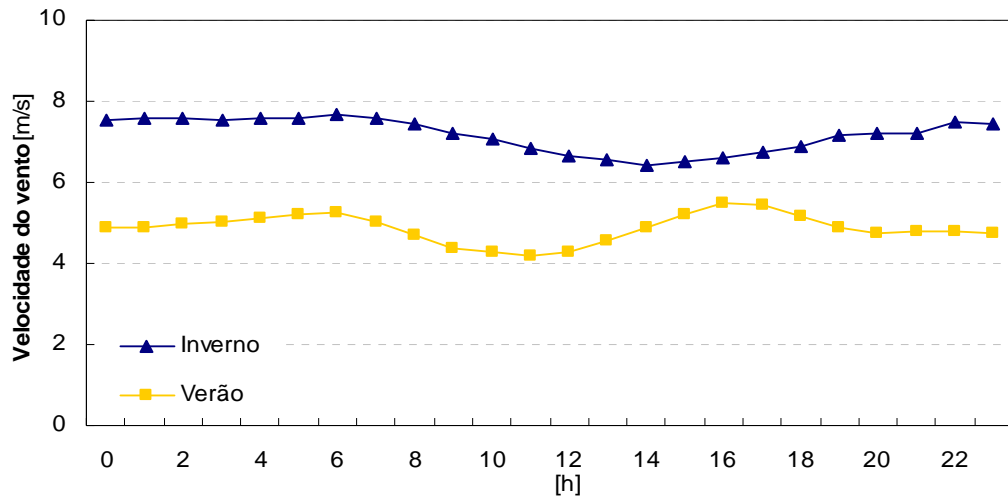


Figura 16 – Variação horária da velocidade de vento na estação PORT20, Outubro de 2000 a Dezembro de 2004

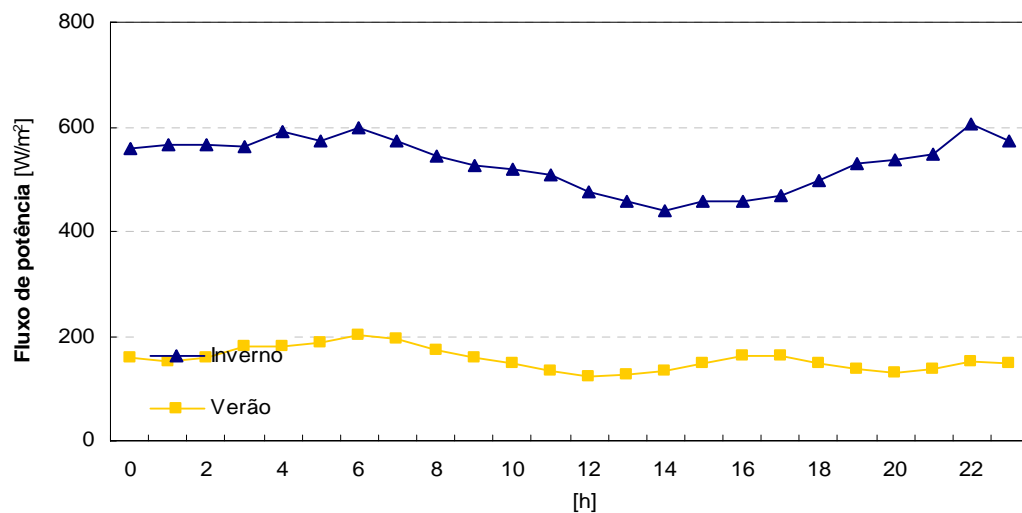


Figura 17 – Variação horária da potência disponível no vento na estação PORT20, Outubro de 2000 a Dezembro de 2004

A Figura 18 mostra a rosa-dos-ventos e o histograma de velocidades da estação PORT020. Podemos verificar uma predominância de ventos do sector 16, apresentando esse rumo uma percentagem de ocorrências de 23.4%. A distribuição de Weibull que melhor se ajusta a este histograma é caracterizada pelo factor de escala ( $A_{escala}$ ) de 7.6 m/s e por um factor de forma ( $C_{forma}$ ) de 1.61.

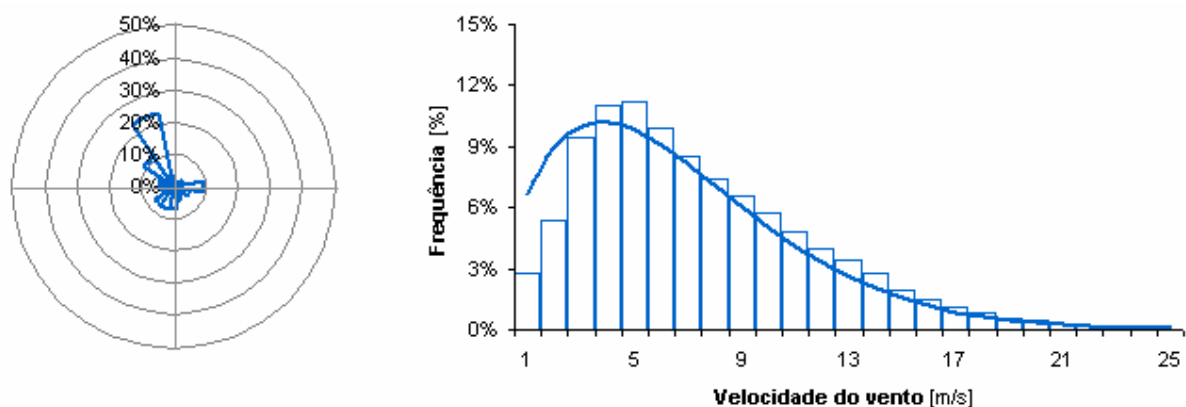


Figura 18 – rosa-dos-ventos e histograma de PORT020

Na Figura 19 está representada a rosa-dos-ventos para as direcções de vento não afectadas pela esteira dos aerogeradores. Note-se que o número de registos válidos, incluindo os sectores perturbados, foi 209707 e o número de registos válidos excluindo os sectores perturbados foi 114165, ou seja, 54% dos registos válidos de todos os sectores.

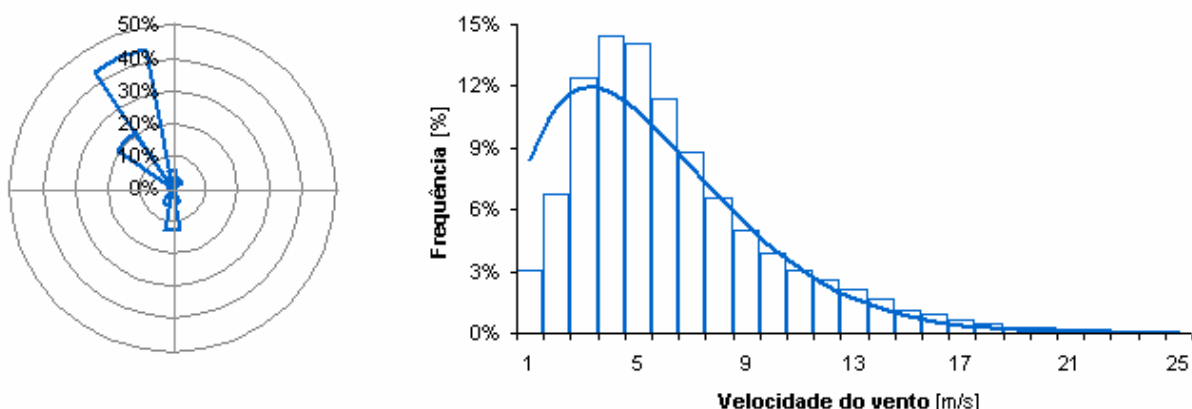


Figura 19 – rosa-dos-ventos e histograma de PORT020 para as direcções não afectadas

Neste caso, a ocorrência dos ventos foi fortemente predominante para o sector 16, atingindo quase os 45% de ocorrências. Apesar do sector 9 não apresentar grandes valores de ocorrências, podemos verificar, na Figura 21, juntamente com o sector 16, este tem uma grande contribuição energética.

A Figura 20 mostra a distribuição do recurso em todos os sectores da rosa-dos-ventos notando-se a maior energia disponível nos sectores 5, 9, 10 e 11.

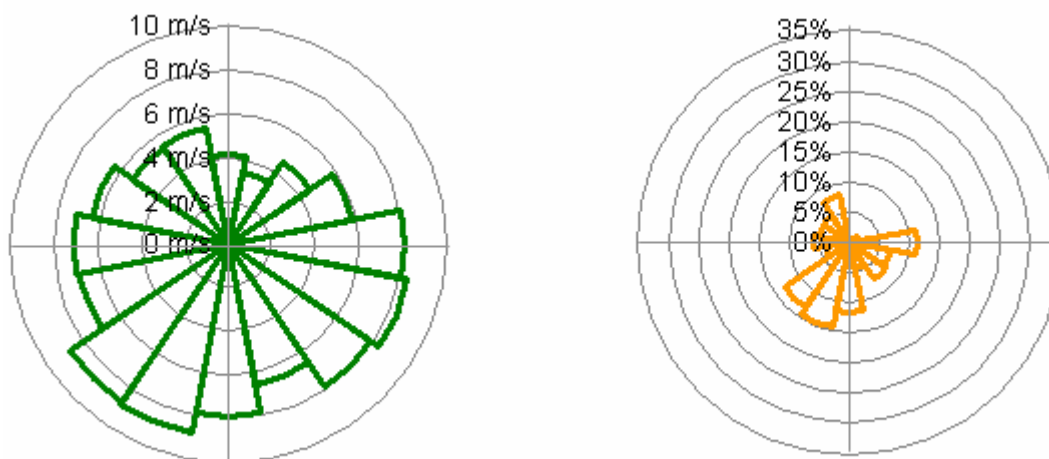


Figura 20 – Distribuição de velocidade e energia disponível por sector da rosa-dos-ventos em PORT020

No entanto, excluindo as direcções de vento afectadas pelas esteiras dos aerogeradores, podemos concluir que os sectores 9 e 16 apresentam aproximadamente 30% e 25% da contribuição energética, respectivamente. A Figura 21 mostra esses valores.

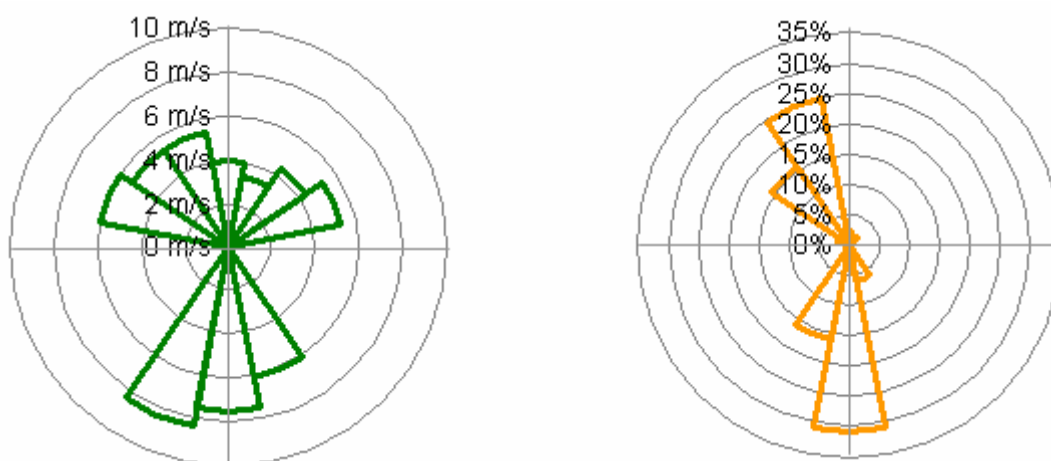


Figura 21 – Distribuição de velocidade e energia disponível por sector da rosa-dos-ventos em PORT020 para as direcções não afectadas

A intensidade de turbulência, I.T., foi calculada dividindo o desvio padrão da velocidade para cada período de dez minutos pela velocidade média registada nesse período. Tendo em conta a exclusão dos sectores de vento perturbados pelas esteiras dos aerogeradores, a intensidade média de turbulência local, para velocidades superiores a 5 m/s foi de 11.3 % e, para os sectores mais energéticos 9 e 10, os valores foram 10,4%, 11.1% respectivamente. A Figura 21 mostra que os sectores 5 e 11 também contribuem fortemente para o potencial energético deste parque, contudo, estão classificados como sectores perturbados e por isso o estudo da intensidade de turbulência para estes sectores não tem efeito. A Tabela 6 e a Figura 22 apresentam os valores de I.T. para todos os sectores de vento.

Tabela 6 – Valores de I.T. para velocidades maiores que 5m/s e respectivas ocorrências, para todos os sectores de vento, na estação PORT020 no período de 2000 a 2004.

Sector	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	Global
I.T. (%)	8.8	14.1	15.3	15.6	10.5	7.8	8.7	13.3	10.4	11.1	12.5	15.5	13.6	12.4	12.6	10.0	11.3
Ocor. (%)	3.2	0.7	1.2	3.1	12.2	7.9	4.1	5.2	8.0	9.6	7.9	4.3	4.4	4.6	7.7	15.8	100

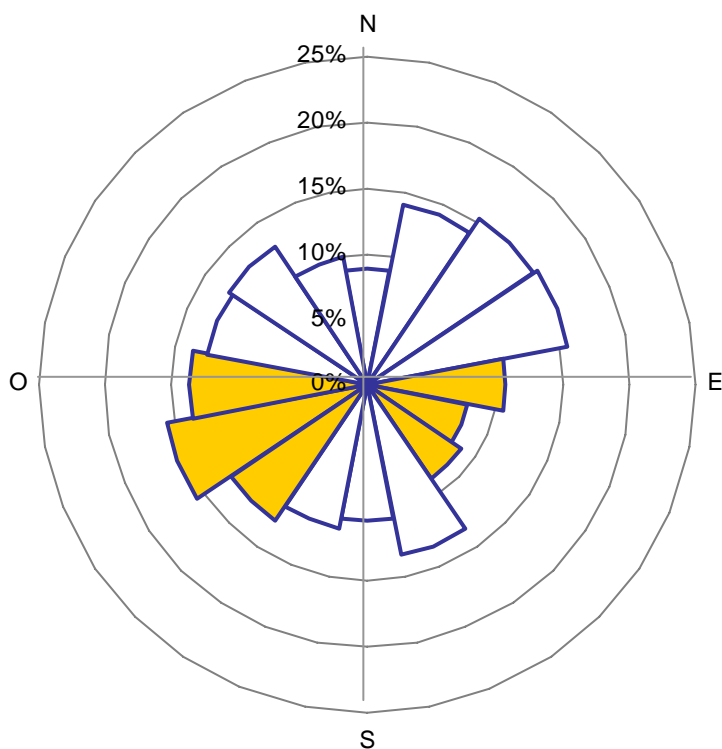


Figura 22 – Intensidade de turbulência para os sectores não perturbados (a branco), na PORT020 para o período de 2000 a 2004 e para velocidades superiores a 5 m/s.

A média de I.T. para velocidades superiores a 5 m/s e para os sectores não perturbados foi de 11%. Para velocidades compreendidas entre os 14 e 15 m/s, foi de 12,3%, sendo que a percentagem de ocorrências válidas de vento nesta gama de velocidades foi de 0.5 %, isto é 1121 registos em 223632 no total.

Para velocidades superiores a 5 m/s a rajada máxima registada foi de 39.44 m/s, tendo o valor máximo da relação entre a rajada e a velocidade media no período de dez minutos, factor rajada, sido de 3.22. O factor de rajada médio foi de 1.25. São valores dentro do que é habitual para este tipo de relevo.

### 5.1.2. PORT312

Esta estação de medição foi equipada com dois anemómetros instalados a 30 e 64 m acima do nível do solo e com a informação do vento armazenado no datalogger da estação, foi possível obter uma média de dez minutos da velocidade do vento e respectivo desvio padrão, da velocidade máxima e da mínima ocorrida nesse intervalo tal como média da direcção do vento e respectivo desvio padrão. A Tabela 7 mostra o número de meses medidos e válidos, a



velocidade média por mês consoante a disponibilidade que houve e o fluxo de potência que aquele vento poderia gerar apenas para os sectores não perturbados a 30 m.

Tabela 7 – Resultados das medições em PORT312, nos sectores não perturbados a 30 m

JI-2006 to Nv-2007	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Anual
Número de meses medidos:	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	2.0	2.0	2.0	1.0	15.0
Número de meses válidos:	0.5	0.5	0.6	0.6	0.6	0.6	0.2	0.6	0.5	1.0	0.7	0.4	6.9
Velocidade média [m/s]:	5.2	7.4	7.5	4.8	4.8	5.0	4.4	4.8	4.7	5.9	6.2	6.9	5.6
Fluxo potência [W/m²]:	205	541	586	109	120	161	74	119	141	331	407	394	266

Podemos verificar que os valores da velocidade média e do fluxo de potência medida na estação PORT312 foram respectivamente 3.45% e 15% inferiores aos valores medidos na estação PORT020.

Comparando os resultados das duas estações de medição para todos os sectores de vento (sectores perturbados e não perturbados) verifica-se, para a estação PORT312, uma redução na velocidade média e no fluxo de potência de 14.5% e 39.4% respectivamente, relativamente à estação PORT020.

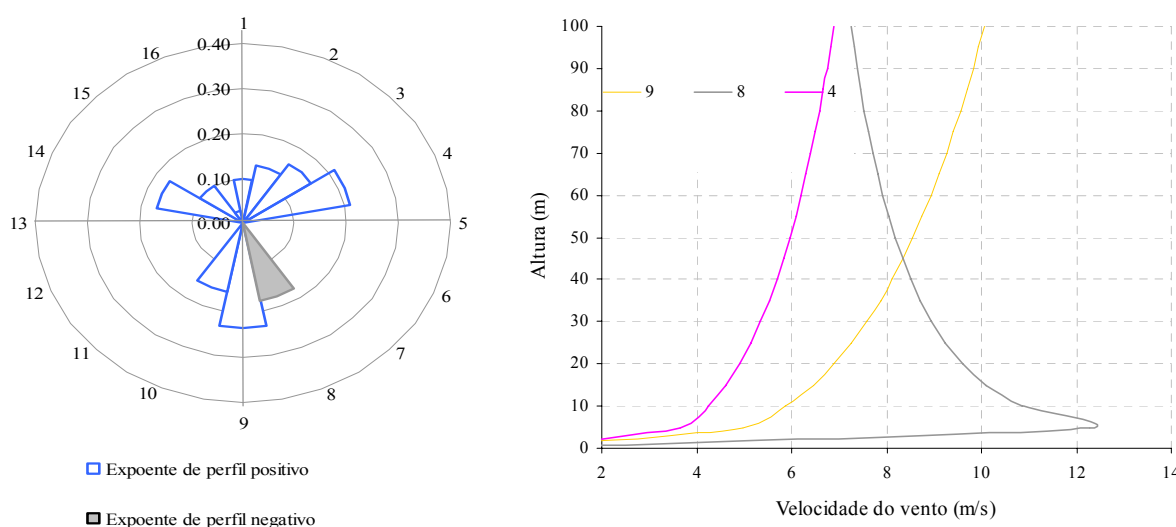


Figura 23 – perfil da velocidade no local de PORT312 de Julho de 2006 a Novembro de 2007

O expoente médio do perfil vertical da velocidade é 0.08. Na Figura 23 podemos verificar que existem três sectores de vento cujo expoente do perfil vertical da velocidade excede o valor limite de segurança, entre 0 a 0.2, sugerido pela norma IEC-61400-1. Os sectores 4, 8 e 9 apresentam valores 0.212, -0.176 e 0.235, respectivamente.

As velocidades médias horárias e as potências médias horárias são representadas, respectivamente, nas figuras 24 e 25.

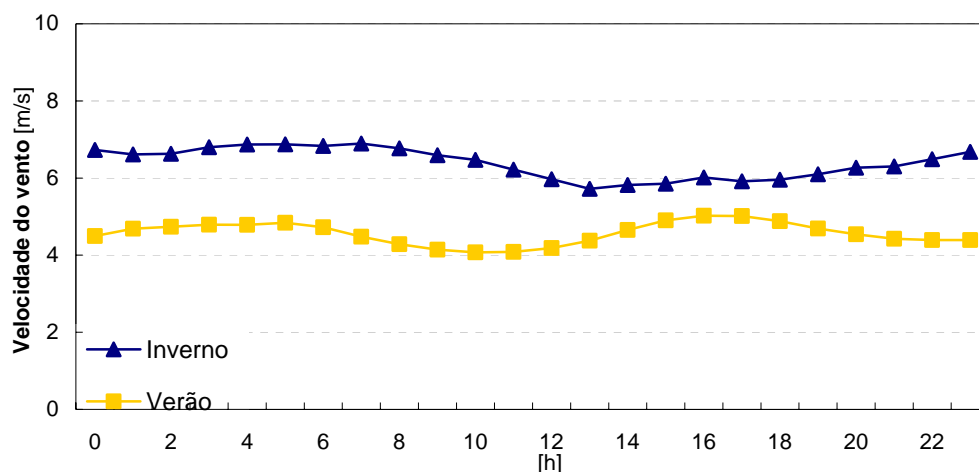


Figura 24 – Variação horária da velocidade do vento na estação PORT312, Julho 2006 a Novembro 2007.

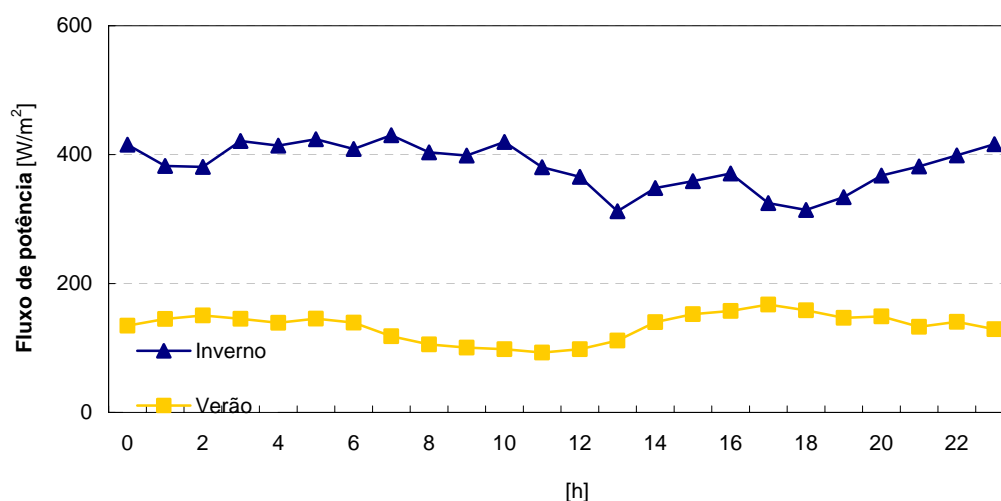


Figura 25 – Variação horária da potência disponível no vento na estação PORT312, Julho de 2006 a Novembro de 2007

Como é frequente nas regiões montanhosas, os períodos de Inverno caracterizam-se por ventos mais intensos. A Tabela 8 apresenta um resumo das velocidades médias e respectivos fluxos de potência, gerados no Verão e no Inverno, nas estações de medição PORT020 e PORT312.

Tabela 8 – Valores da velocidade e do fluxo de potência médios

		PORT020	PORT312
Velocidade média (m/s)	Inverno	7.17	6.01
	Verão	4.87	4.14
Fluxo Potência (W/m <sup>2</sup> )	Inverno	530	378
	Verão	155	111

Numa análise comparativa das variações horárias da velocidade média das estações de medição PORT020 e PORT312, para os sectores não afectados, verifica-se que, no Inverno, a estação PORT312 captou intensidades médias de velocidades 16% inferiores às medidas na estação PORT20 e 15% inferiores, no Verão. Na comparação dos cálculos de fluxo de potência, podemos verificar uma redução de 15% da estação PORT020 para a PORT312, ou seja, uma redução de  $45 \text{ W/m}^2$  num ano.

Fez-se um estudo para comparação de resultados entre as estações PORT020 e a PORT312 com a estação de longo termo, a PORT014. Esta estação situa-se na Serra de Montemor e está activa desde 1993, ou seja, há 15 anos. Verificou-se que no período em que a estação PORT020 esteve activa, registou uma média de velocidade do vento 4.5 % acima da média da velocidade do vento registada pela estação PORT014, ao longo dos 15 anos. Por outro lado, a estação PORT312 registou, no seu período de funcionamento, uma média de velocidade do vento, 3.2 % abaixo da média da velocidade do vento registada pela PORT014.

Tabela 9 – Valores da velocidade média comparativos com os valores da estação PORT014

	PORT020	PORT312
<b>Velocidade média</b>	+ 4.5 %	- 3.2 %

A rosa-dos-ventos destes anos de medições incluindo sectores perturbados mostra uma predominância de ventos do sectores 15 e 16, apresentando esses rumos uma percentagem de ocorrências de 17.8% e 13.2%, respectivamente. Na Figura 26 é apresentada a rosa-dos-ventos identificada no período de medição, bem como o histograma de velocidade ao qual a distribuição de Weibull que melhor se ajusta é caracterizada pelo  $A_{\text{escala}} = 6.5 \text{ m/s}$  e por um  $C_{\text{forma}} = 1.64$ .

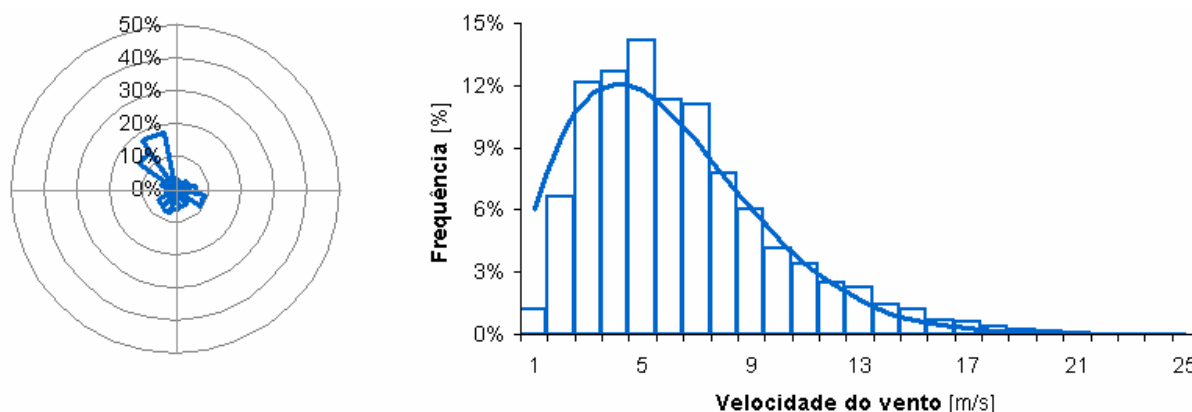


Figura 26 – rosa-dos-ventos e histograma de PORT312 para 30 m.

Na Figura 27 está representada a rosa-dos-ventos para as direcções de vento não afectadas pela esteira dos aerogeradores. O número de registos válidos incluindo os sectores perturbados foi 57845 e o número de registos válidos excluindo os sectores perturbados foi 30112, ou seja, 52% dos registos válidos de todos os sectores.

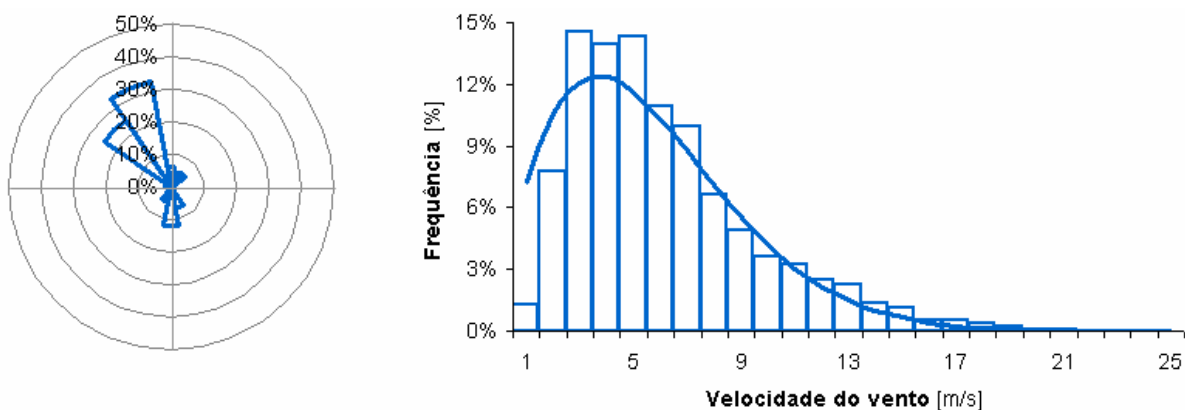


Figura 27 – Rosa-dos-Ventos e histograma da estação PORT312 para sectores não perturbados para 30 m.

Podemos verificar uma maior ocorrência de ventos nos sectores 15 e 16. Uma vez mais o sector 9 apesar de não apresentar grande percentagem de ocorrências quando comparando com os sectores 15 e 16, apresenta forte uma contribuição energética como se vê na Figura 29.

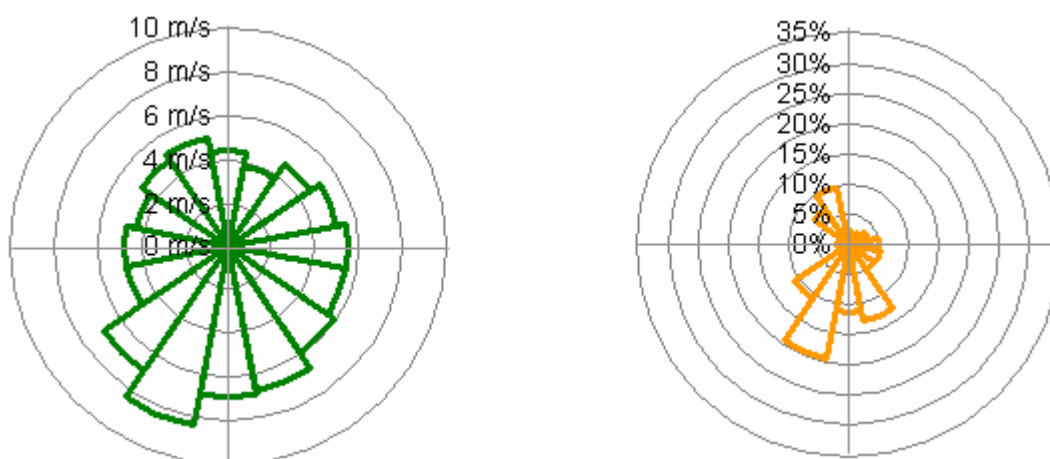


Figura 28 – Distribuição de velocidade e energia disponível por sector da rosa-dos-ventos na estação PORT312 para 30 m.

A Figura 28 mostra os dados a velocidade média e da energia disponível no vento ao longo de todos os sectores, medidos pela estação de medição PORT312. No entanto, excluindo os sectores perturbados pela esteira dos aerogeradores, a rosa de energia disponível no vento sofre algumas modificações.

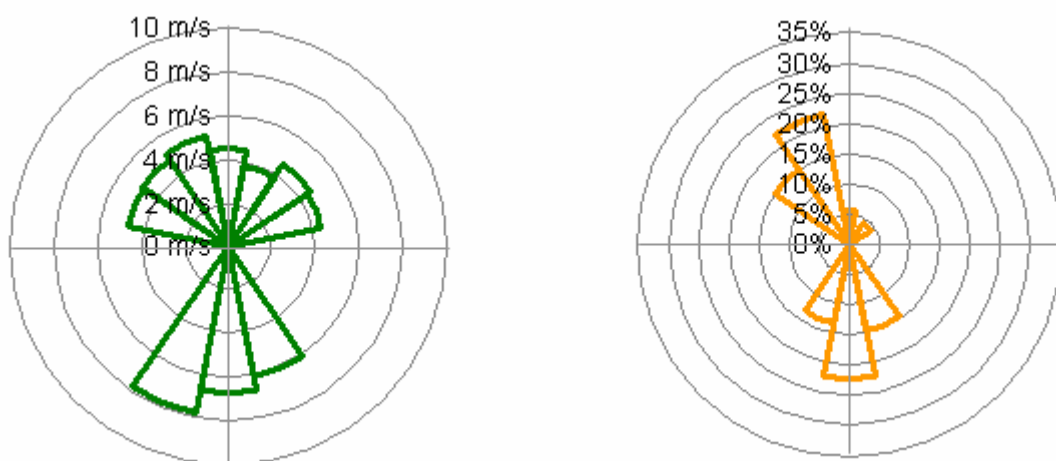


Figura 29 – Distribuição de velocidade e energia disponível por sector da rosa-dos-ventos na estação PORT312 para os sectores não perturbados pela esteira dos aerogeradores, a 30 m.

Pela análise da Figura 29 podemos concluir que os sectores 9 e 16 apresentam maior contribuição energética face aos restantes, tal como acontece com a estação PORT020.

A intensidade média de turbulência local, para velocidades superiores a 5m/s, foi de 14.8% (Tabela 10) sendo esta superior à obtida para a estação PORT020, um valor ligeiramente acima do habitual, mesmo em terreno acidentado. No entanto, para os sectores mais energéticos, 8, 9 e 10, os valores da intensidade de turbulência foram 11.7%, 13,1% e 12,3%, respectivamente.

Tabela 10 – Valores de intensidades de turbulência para velocidades maiores que 5 m/s, a 30 m, para os sectores não perturbados e respectivas ocorrências, na estação PORT312 no período de 2006 e 2007.

Sector	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	Global
I.T. (%)	10.3	15.5	18.8	19.9	21.5	17.7	10.9	11.7	13.1	12.3	17.9	24.4	23.7	18.2	12.6	10.6	14.8
Ocor. (%)	3.8	1.2	2.4	5.1	6.6	11.8	6.6	8.5	8.4	10.4	7.1	2.5	2.5	3.0	7.5	12.5	100

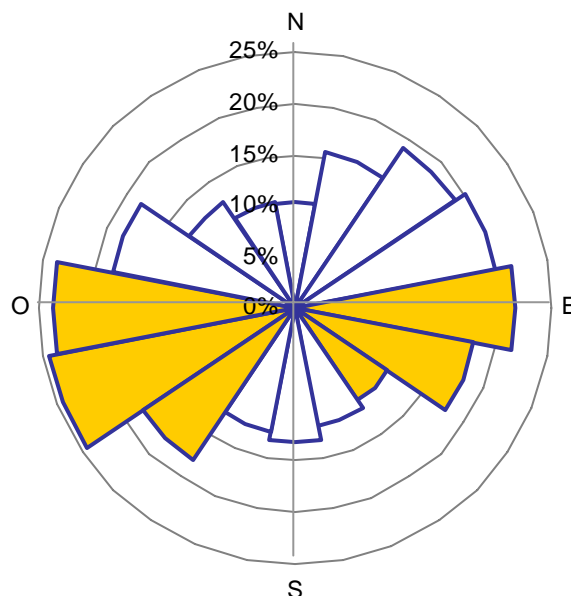


Figura 30 – Intensidade de turbulência para os sectores não perturbados (a branco), na PORT312 no período de 2006 e 2007, para 30 m e para velocidades superiores a 5m/s

A média de I.T. para velocidades superiores a 5 m/s e para os sectores não perturbados foi de 12.7%.

A 60 m, a I.T. para os sectores não perturbados e para velocidades compreendidas entre os 14 e 15 m/s, foi de 11.1%. Este valor está dentro do intervalo de segurança de intensidades de turbulência que a classe dos aerogeradores E-70 E4 foi projectado [1].

Para velocidades maiores que 5 m/s, a rajada máxima registada foi de 41.2 m/s, tendo o valor máximo da relação entre a rajada e a velocidade média no período de dez minutos, factor rajada, sido de 2.39. O factor de rajada médio foi de 1.32. São valores dentro do que é habitual para este tipo de relevo.

## 5.2. Conclusão

Para concluir este capítulo, devemos ter em atenção alguns aspectos relevantes tais como:

- Os rumos da rosa-dos-ventos onde ocorreram maiores ocorrências dos ventos, em ambas as estações de medição, foram oriundos de uma direcção onde a orografia do terreno apresenta maior complexidade, ou seja, nos sectores 15 e 16 da rosa-dos-ventos.
- Registou-se uma diminuição nos valores da velocidade média ao longo dos anos, tal que, acarretou uma consequente redução do fluxo de potência de 15% (para os sectores não perturbados), da estação PORT020 para a estação PORT312. Contudo temos de ter em conta que estamos a comparar valores medidos num período de 4 anos (PORT020) com valores medidos num ano e meio (PORT312).
- Se considerássemos todos os sectores e fizéssemos uma comparação do fluxo de potência, constatávamos que a redução era quase de 40%. Contudo, através da comparação dos resultados das estações de medição PORT020 e PORT312 com a

PORT014, verificou-se que as velocidades médias, nos períodos abrangidos pelas estações PORT020 e PORT312, foram 4.5 % acima e 3.2 % abaixo, respectivamente, da velocidade média registada na estação de longo termo, PORT014.

- O expoente do perfil vertical da velocidade não apresenta valores muito fora do normal, à excepção do sector 8 (direcção de vento SSE). Apesar de, na estação PORT020, esse sector ter uma energia disponível pouco significativa, já na estação PORT312 apresenta valores próximos dos 15% da energia disponível pelo vento em todas as direcções não perturbadas.
- Em ambas as estações de medição, verificam-se intensidades de turbulência elevadas, para velocidades superiores a 5 m/s, nos sectores 2, 3 e 4. Contudo, as ocorrências dos ventos para essas direcções são bastante baixas e consequentemente o fluxo de potência não é significativo.

## 6. Análise pelos programas WAsP e WAsP Engineering

Em 1987 o Departamento de Energia dos Ventos e Física da Atmosfera do Laboratório Nacional RisØ, na Dinamarca, introduziu um programa chamado WAsP (the Wind Atlas Analysis and Application Program). Este programa é uma ferramenta disponível para análises de ventos, da geração de atlas dos ventos, da previsão climatérica dos ventos, do estudo da produção da potência e do posicionamento dos aerogeradores dos parques eólicos. Com o passar dos anos o programa tornou-se na ferramenta padrão usado na indústria no tratamento de dados relativos a ventos com o objectivo de projectar parques eólicos e é actualmente usado em mais de 100 países em todo mundo.

O WAsP é um programa para o cálculo de extrapolações verticais e horizontais de dados estatísticos de ventos [8]. Este programa contém vários modelos para descrever o fluxo do vento em diferentes terrenos e com obstáculos que possam alterar as condições de vento. Em teoria o WAsP consiste em cinco principais grupos de cálculos, sendo eles:

- Análise de dados do vento em bruto. Esta opção permite uma análise de qualquer tipo de séries de dados (que variem com o tempo) de medições de vento para fornecer um resumo estatístico do que é observado, ou seja, as condições de vento de um lugar específico. Esta parte é implementada em diferentes ferramentas de software: os dados de vento medidos (Observed Wind Climate) e o Analista de Clima pelo WAsP (WAsP Climate Analyst)
- Geração de um atlas a partir de dados do vento. Os dados de vento podem ser convertidos num regime regional de ventos ou num atlas de vento. Os atlas construídos a partir das séries de dados são independentes de local para local e as distribuições de vento são convertidas a algumas condições padrão.
- Estimativas do regime de vento. Usando o atlas de vento obtido pelo programa WAsP ou por outra fonte como, por exemplo, o Atlas Europeu de Ventos, o programa consegue estimar um regime de ventos em qualquer ponto específico fazendo o cálculo inverso que é usado na criação do atlas de vento. Ao introduzir as características do terreno do local pretendido, os modelos conseguem calcular o regime de ventos desse local.
- Estimativa do potencial da energia do vento. A energia total contida no vento é calculada pelo WAsP. Além disso, uma estimativa da produção energética anual pode ser obtida fornecendo a curva de potência do aerogerador em questão.
- Cálculo da produção do parque eólico. Sabendo a curva do coeficiente de propulsão de um aerogerador e a configuração do parque eólico, o WAsP consegue estimar as perdas de energia provocadas pela esteira dos aerogeradores e consequentemente a produção total anual de energia de cada aerogerador e de todo parque eólico, isto é, a produção bruta subtraindo as perdas de energia provocadas pela esteira dos aerogeradores.

O WAsP Engineering é um programa que foi elaborado pelos mesmos autores que fizeram o programa WAsP, sendo também uma importante ferramenta na análise de estimativas de ventos extremos, expoentes do perfil vertical da velocidade dos ventos, inclinações de escoamentos e estudo de turbulência em terrenos complexos. A função do programa WAsP Engineering é fornecer um apoio na estimativa das cargas aplicadas nos aerogeradores e



noutras construções de engenharia civil situadas em terrenos complexos [9]. As propriedades do vento que são tratadas neste programa são:

- A velocidade extrema dos ventos, isto é, relativamente a um período de 50 anos. Se um aerogerador estiver bem situado numa montanha a velocidade média do vento e a respectiva energia produzida irá aumentar comparada com a velocidade média e energia produzida num terreno plano. Num período de 50 anos, as previsões dos valores da velocidades de vento tendem a aumentar correspondentemente e, deste modo, são necessitados materiais dos aerogeradores com maior qualidade e durabilidade.
- Os expoentes do vento e respectivo perfil vertical das velocidades. Elevados expoentes do perfil vertical da velocidade dos ventos (grandes diferenças da velocidade média do vento no rotor) dão origem a grandes flutuações de cargas e consequentemente fadiga das pás nos aerogeradores, uma vez que as pás cobrem diferentes velocidades de vento ao longo da sua rotação.
- A turbulência. Esta causa cargas dinâmicas sobre várias estruturas de engenharia civil, incluindo aerogeradores. A intensidade de turbulência varia no espaço. Sobre terra firme a turbulência é mais intensa do que sobre o mar. Também as elevações (montes) afectam a estrutura da turbulência. O WASP Engeneering modela várias propriedades da turbulência que dependem do tipo de terreno.

### **6.1.Inclinação do escoamento**

A existência de uma componente vertical, como já foi referida na secção 2.3, apesar de afectar a performance do aerogerador, não chega a níveis perigosos se a inclinação do fluxo ao plano horizontal não tiver valores superiores a  $\pm 8$  graus [7].

Com o programa Wasp Engeneering podemos estudar as características do escoamento através de duas formas distintas: pelo Observed Extreme Wind Climate (OEWK) ou pelo Regional Extreme Wind Climate (REWC). O OEWK é uma ferramenta que consiste numa transformação de uma série de dados registados numa estação de medição (distribuição de velocidades e direcções do vento) num Atlas de Vento, ou seja, cria um sumário estatístico dos dados de vento recolhidos. O REWC tem a mesma função que o OEWK, no entanto, faz uma caracterização do regime do vento e do potencial eólico em todos os pontos da região independentemente do posto de medição, bastando, para isso, fazer uma correcção do efeito local da estação de medição, através da introdução de informação acerca da rugosidade, orografia e de possíveis obstáculos [9].

Deste modo o programa extrapolou os valores das medições obtidas da torre de medição PORT020 para a posição de cada aerogerador e obtiveram-se os resultados a seguir descritos.

Tabela 11-Valores de inclinação do escoamento pelo OEWC da estação PORT20

	Aerogerador									
	Ag11	Ag12	Ag13	Ag14	Ag15	Ag16	Ag17	Ag18	Ag19	Ag20
Direcção do vento (°)	Inclinação do escoamento (°)									
0	-0.6	4.4	10.6	-1.2	3.0	3.1	-2.2	-2.3	2.6	1.1
30	-3.5	3.7	10.9	-1.7	2.0	3.8	-2.8	-0.2	2.1	-0.1
60	-5.2	1.9	9.1	-2.0	0.8	3.6	-2.8	1.4	1.4	-1.2
90	-5.2	-0.3	5.1	-1.8	-0.4	2.9	-2.4	2.8	0.5	-2.1
120	-4.1	-2.4	-1.4	-1.0	-1.9	1.6	-1.3	4.1	-1.0	-2.5
150	-2.1	-3.9	-7.5	0.3	-3.1	-0.9	0.6	4.4	-2.3	-2.1
180	0.7	-4.3	-10.5	1.3	-2.9	-3.0	2.3	2.4	-2.5	-1.0
210	3.6	-3.5	-10.8	1.9	-1.8	-3.6	2.9	0.3	-2.0	0.2
240	5.3	-1.7	-9.0	2.0	-0.7	-3.5	2.9	-1.3	-1.3	1.3
270	5.3	0.4	-5.0	1.9	0.5	-2.8	2.5	-2.7	-0.4	2.2
300	4.2	2.6	1.5	1.1	2.0	-1.4	1.4	-4.0	1.1	2.6
330	2.2	4.0	7.6	-0.1	3.3	1.0	-0.5	-4.3	2.4	2.1

Tabela 12-Valores de inclinação do escoamento pelo REWC da estação PORT20

	Aerogerador									
	Ag11	Ag12	Ag13	Ag14	Ag15	Ag16	Ag17	Ag18	Ag19	Ag20
Direcção do vento (°)	Inclinação do escoamento (°)									
0	-0.6	4.4	10.6	-1.2	3.0	3.2	-2.2	-2.3	2.6	1.1
30	-3.2	3.8	11.0	-1.8	2.0	3.7	-2.8	-0.4	2.2	0.1
60	-5.0	2.3	9.6	-2.0	1.0	3.6	-2.9	1.2	1.5	-1.0
90	-5.2	-0.2	5.2	-1.8	-0.3	2.9	-2.4	2.7	0.5	-2.1
120	-3.9	-2.7	-2.4	-0.9	-2.1	1.3	-1.1	4.2	-1.2	-2.6
150	-1.7	-4.0	-8.2	0.5	-3.2	-1.3	0.9	4.3	-2.4	-1.9
180	0.7	-4.3	-10.5	1.3	-2.8	-3.1	2.3	2.4	-2.5	-1.0
210	3.3	-3.7	-10.8	1.9	-2.0	-3.6	2.9	0.5	-2.1	0.0
240	5.2	-2.1	-9.5	2.1	-0.9	-3.5	3.0	-1.1	-1.4	1.1
270	5.3	0.4	-5.1	1.9	0.4	-2.8	2.5	-2.7	-0.4	2.2
300	4.0	2.8	2.6	1.0	2.2	-1.1	1.2	-4.1	1.3	2.6
330	1.9	4.2	8.3	-0.3	3.3	1.4	-0.8	-4.1	2.5	2.0

Pode-se observar que houve uma coerência obtida nos resultados do OEWC com os REWC. No entanto, pelo REWC obtiveram-se valores ligeiramente superiores. As inclinações do escoamento e respectivas direcções estão representadas nas tabelas 10, 11, 12 e 13 e na Figura 31 e na Figura 32.

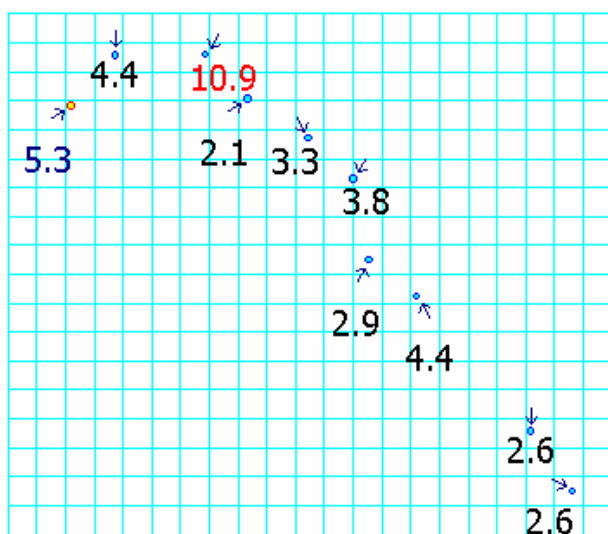


Figura 31 – Inclinação máxima do escoamento e respectiva direcção para OEWC pela estação PORT20

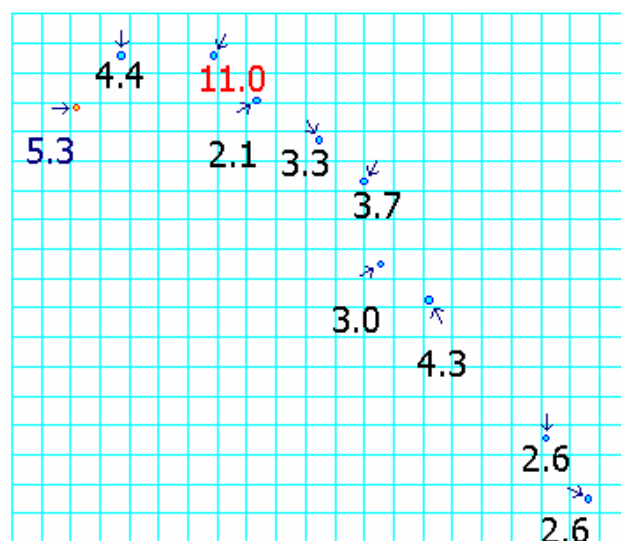


Figura 32 – Inclinação máxima do escoamento e respectiva direcção para REWC pela estação PORT20

Pode-se verificar pela Tabela 11 e pela Tabela 12 que os valores da inclinação do escoamento são parecidos. É no aerogerador “ag13” que a inclinação do escoamento apresentou valores maiores e excedendo, em alguns sectores, a inclinação limite de segurança para uma boa performance do aerogerador proposta pela norma IEC-61400-1 [7]. Esta situação poderá estar associada ao facto de existir uma pendente acentuada num raio de 100 metros, como podemos ver na Figura 33. Na Figura 2, da secção 2.3, consegue-se visualizar as inclinações do escoamento ao longo de uma montanha.

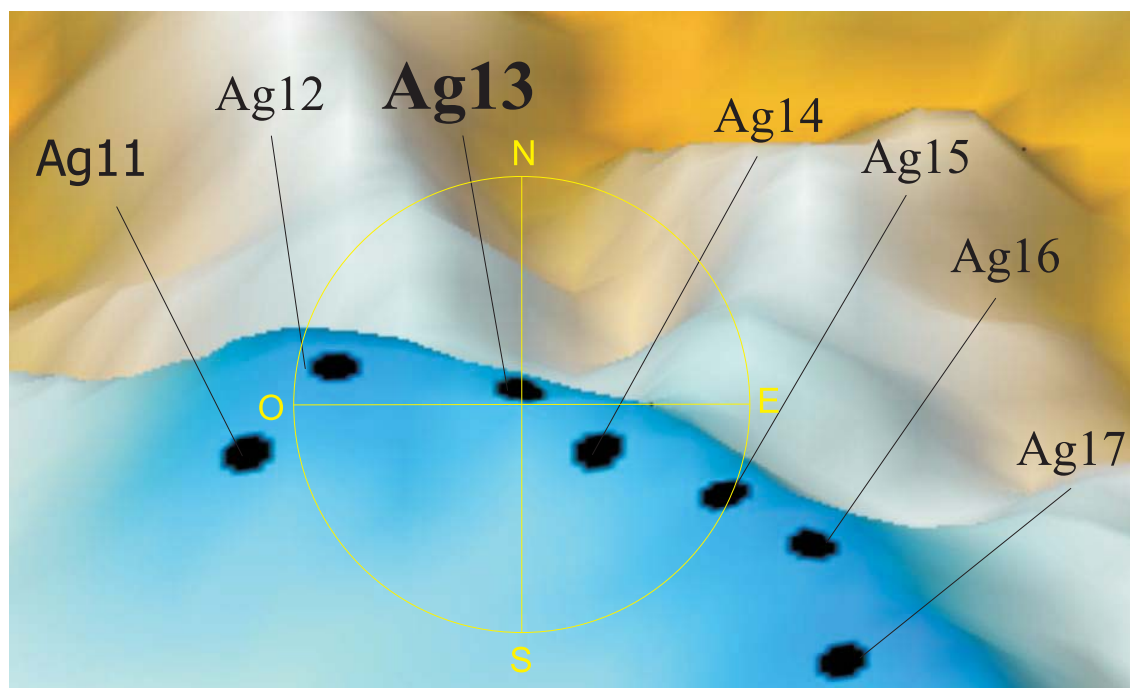


Figura 33 – Zoom da topografia na vizinhança do aerogerador “Ag13”

A Tabela 13 apresenta o declive do terreno à volta do aerogerador “Ag13”, num raio de 500 metros.

Tabela 13 – Ângulo de inclinação do terreno em torno do aerogerador “Ag13”

		Sector															
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
Distância (m)	0	10°	10°	10°	10°	10°	10°	10°	10°	10°	10°	10°	10°	10°	10°	10°	10°
	100	28°	29°	29°	30°	27°	16°	-4°	-8°	-9°	-7°	-2°	-8°	-6°	10°	25°	29°
	200	29°	29°	26°	33°	23°	9°	-7°	-12°	-7°	-10°	-5°	0°	-1°	14°	32°	29°
	300	20°	24°	23°	10°	21°	16°	-21°	-7°	-4°	-11°	-11°	-4°	-1°	37°	41°	17°
	400	20°	11°	5°	14°	24°	20°	0°	4°	7°	-7°	-12°	-6°	4°	41°	38°	2°
	500	16°	11°	12°	1°	12°	32°	1°	-4°	-3°	-10°	-13°	-5°	7°	41°	35°	14°

Verifica-se que nas direcções onde o terreno apresenta pendentes mais acentuadas a curtas distâncias, a inclinação do escoamento apresenta os resultados mais altos.

## 6.2.Expoente do Perfil vertical da velocidade

O expoente do perfil vertical do vento não deve ser invertido ou muito aberto, uma vez que, a ocorrência de tais situações pode levar a cargas de carácter cíclico nas pás dos aerogeradores e à fadiga do material associada a essas cargas e, consequentemente, prejudicar o seu rendimento. A norma IEC-61400-1 define que os valores desse expoente do local,  $\alpha$ , que descreve a lei de potência para a altura do eixo do rotor, devem estar compreendidos entre 0 e 0.2 [7].

A simulação feita pelo OEWC e pelo REWC pela estação PORT020 mostra-nos o expoente vertical da velocidade média, mínimo e máximo, para cada aerogerador.

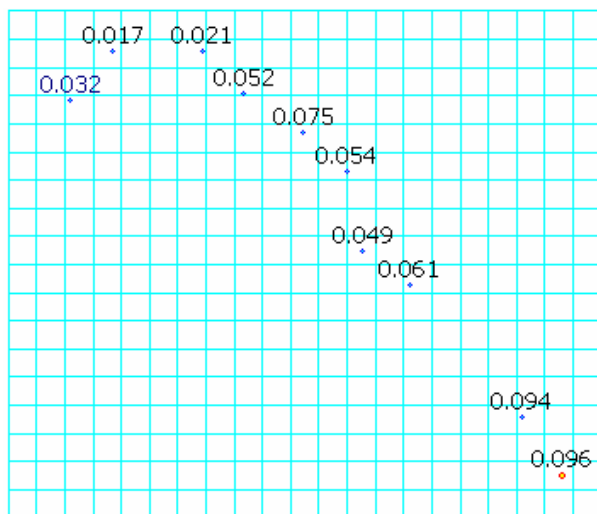


Figura 34 – Expoente vertical da velocidade médio para OEWC para PORT20

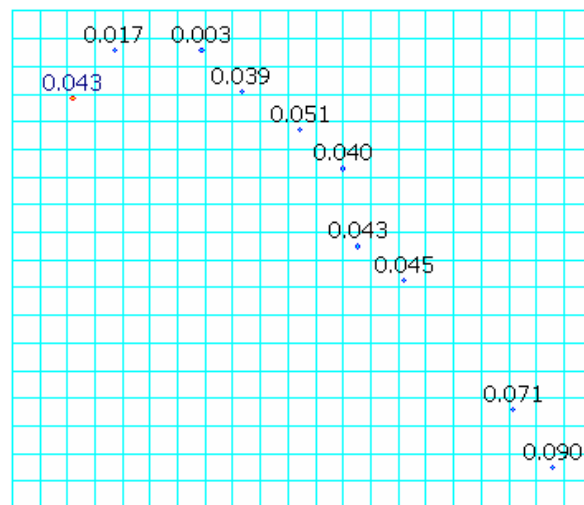


Figura 35 – Expoente vertical da velocidade médio para REWC para PORT20

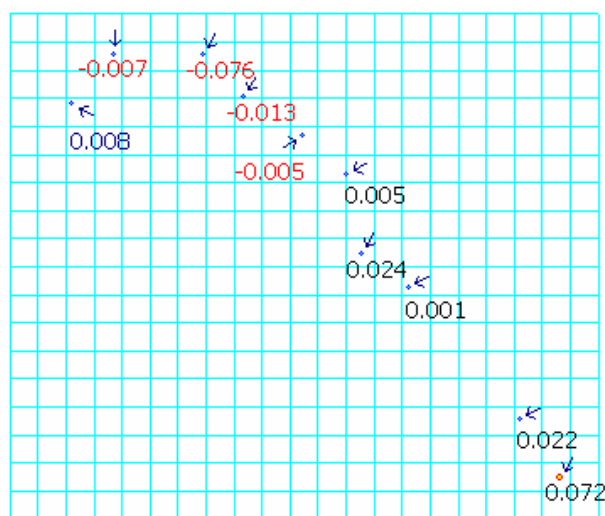


Figura 36 – Expoente vertical da velocidade mínimo para OEWC para PORT20

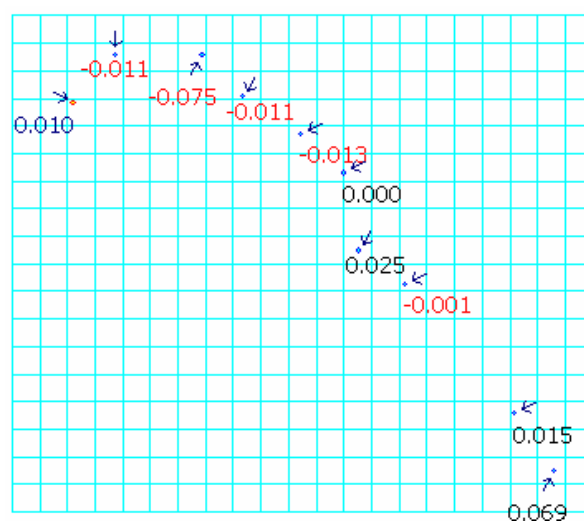


Figura 37 – Expoente vertical da velocidade mínimo para REWC para PORT20

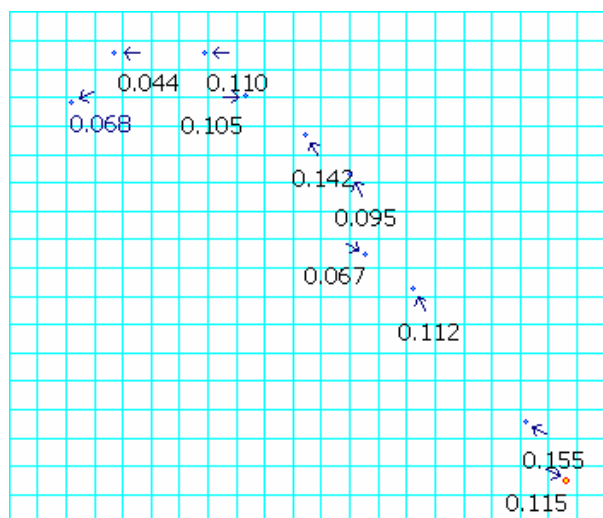


Figura 38 – Expoente vertical da velocidade máximo para OEWc para PORT20

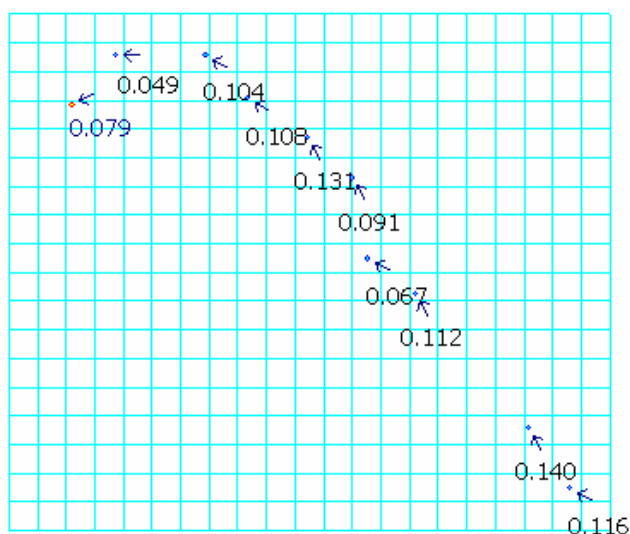


Figura 39 – Expoente vertical da velocidade máximo para REWc para PORT20

Verifica-se que os valores do expoente mínimo do perfil vertical da velocidade (Figura 36 e Figura 37) estão, alguns aerogeradores, fora do limite de segurança proposto pela norma. É o caso dos aerogeradores “ag12”, “ag13”, “ag14” e “ag15” que apresentam valores negativos, o que significa que houve uma inversão do perfil de velocidades, ou seja, ocorreram velocidades de vento superiores a uma cota mais baixa nesses aerogerador. Contudo para valores médios e máximos (Figura 34, Figura 35, Figura 38 e Figura 39), estão dentro do valor limite.

### 6.3. Turbulência

É sabido que medições da velocidade de vento feitas na mesma posição e em condições de larga escala semelhantes, são diferentes de instante em instante [9].

As previsões de turbulência pelo WAsP Engineering têm em consideração os efeitos da rugosidade da superfície e os vórtices alongados originados pelo escoamento ao longo da orografia do terreno. No entanto, para haver o fenómeno de turbulência existem muitas outras contribuições tais como:

- Efeitos de esteira causados por obstáculos
- Recirculação do ar em zonas próximas de topografia íngreme
- Efeitos térmicos

Não obstante a previsão para a turbulência do WAsP Engineering não é adequada para medições feitas em terrenos complexos ou próximos de obstáculos. Este programa computacional subvaloriza os valores de intensidade de turbulência quando existem áreas, num raio de 3 a 4 km, com inclinações de terreno maiores que 20° até 25° [9]. No Parque da Coelheira existem pendentes bastante acentuadas, com inclinações maiores acima dos 25° a distâncias inferiores a 100 metros.

As figuras seguintes apresentam as intensidades de turbulência para os aerogeradores do Parque Eólico.

Tabela 14 – Valor de I.T., pelo OEWC, da estação PORT020

		Aerogeradores									
		"Ag11"	"Ag12"	"Ag13"	"Ag14"	"Ag15"	"Ag16"	"Ag17"	"Ag18"	"Ag19"	"Ag20"
		I.T. (%)									
Sector	1	8.9	7.5	7.3	8.2	9.5	9.5	9.5	9.5	9.5	9.5
	2	10.5	8.4	7.5	8.2	8.7	8.7	8.7	8.7	8.7	8.7
	3	13.6	12.3	11.0	11.1	11.4	11.4	11.4	11.4	11.4	11.4
	4	12.3	12.2	13.4	12.8	14.8	14.8	14.8	14.8	14.8	14.8
	5	11.8	12.2	15.2	15.5	17.3	17.3	17.3	17.3	17.3	17.3
	6	11.0	11.5	12.9	14.0	13.0	13.0	13.0	13.0	13.0	13.0
	7	11.8	10.7	10.9	11.9	12.4	12.4	12.4	12.4	12.4	12.4
	8	13.2	10.9	9.8	9.7	11.5	11.5	11.5	11.5	11.5	11.5
	9	12.4	10.9	11.1	10.6	11.9	11.9	11.9	11.9	11.9	11.9
	10	12.3	12.8	14.9	14.0	14.3	14.3	14.3	14.3	14.3	14.3
	11	11.3	11.5	13.9	15.1	15.9	15.9	15.9	15.9	15.9	15.9
	12	10.1	9.5	10.6	11.7	12.3	12.3	12.3	12.3	12.3	12.3
média		11.6	10.9	11.5	11.9	12.7	12.7	12.7	12.7	12.7	12.7

Tabela 15 – Valor de I.T., pelo REWC, da estação PORT020

		Aerogeradores									
		"Ag11"	"Ag12"	"Ag13"	"Ag14"	"Ag15"	"Ag16"	"Ag17"	"Ag18"	"Ag19"	"Ag20"
		I.T. (%)									
Sector	1	10.3	6.5	6.4	7.4	8.4	8.5	8.9	9.5	9.7	9.5
	2	10.4	7.1	6.4	7.0	7.3	7.6	8.2	8.0	8.0	8.7
	3	13.6	10.1	9.9	8.8	8.2	7.7	8.0	7.1	9.0	11.4
	4	14.6	10.5	11.9	11.5	10.0	9.4	9.6	9.4	13.3	14.8
	5	15.0	10.8	13.4	14.5	14.4	12.8	13.7	14.8	20.2	17.3
	6	12.9	9.6	11.4	12.8	14.8	13.7	13.5	15.6	17.1	13.0
	7	13.5	9.2	9.6	10.7	12.0	12.2	12.3	13.1	13.4	12.4
	8	13.3	9.1	8.5	8.7	8.6	9.2	9.1	9.4	10.1	11.5
	9	12.7	9.4	9.7	9.5	8.5	8.4	8.9	8.5	9.9	11.9
	10	13.9	11.0	13.1	12.5	10.7	9.9	10.4	10.2	12.9	14.3
	11	13.9	9.9	12.0	13.5	13.7	12.7	12.3	13.8	18.3	15.9
	12	11.5	7.6	8.6	9.9	11.9	11.6	11.4	13.7	15.5	12.3
média		13.0	9.2	10.1	10.6	10.7	10.3	10.5	11.1	13.1	12.7

## 6.4. Conclusão

Podemos retirar algumas conclusões sobre este capítulo, tais como:

- Os programas não substituem as medições efectuadas no terreno, no entanto, complementam-nas, permitindo efectuar extrapolações para os locais não experimentados. Contudo, existem limitações na utilização principalmente no caso das orografias complexas.
- Os valores da inclinação do escoamento, mostraram-se, de uma maneira geral, coerentes. Foi no aerogerador “ag13” onde os valores da inclinação foram mais acentuadas, contudo, pouco significativos.
- Ambos os estudos (OEWEC e REWC) revelam que nos sectores 1, 2, 3, 4, 15 e 16, o escoamento apresenta um sentido ascendente e de intensidades ligeiramente acima dos limites de segurança propostos pela norma IEC-61400-1. Por outro lado, nos sectores 9, 10, 11 e 12, o sentido do escoamento é inverso, ou seja, descendente e com intensidades da mesma ordem de grandeza que nos sectores anteriores. Uma explicação para o escoamento ascendente é devido ao facto de existir uma pendente nessa direcção e com uma inclinação maior que 25° e posicionada a menos de 100 metros do aerogerador “Ag13”. Note-se que a maior ocorrência dos ventos desse local vem de direcções pertencentes ao mesmo intervalo de ângulos referido.
- A simulação feita pelo programa para REWC revela-nos valores do expoente do perfil vertical das velocidades médio dentro dos limites de segurança propostos pela norma IEC-61400-1, ou seja, entre 0 e 0.2. Contudo, para alguns aerogeradores do Parque Eólico os valores mínimos do expoente do perfil vertical da velocidade estão abaixo desse limite sendo -0.011, -0.075, -0.011 e -0.013, para os aerogeradores “ag12”, “ag13”, “ag14”, “ag15” e “ag18”, respectivamente.
- Os resultados obtidos pelo OEWC revelam grande similaridade com os valores obtidos pelo REWC, ou seja, os valores médios e máximos do expoente do perfil vertical da velocidade apresentam-se dentro dos limites de segurança propostos pela norma IEC-61400-1, em todos os aerogeradores. No entanto, os aerogeradores “ag12”, “ag13”, “ag14” e o “ag15” apresentam valores mínimos do expoente -0.007, -0.076, -0.013 e -0.005, respectivamente.
- Os valores do expoente do perfil vertical da velocidade obtidos através do OEWC e do REWC estão, em todo caso, dentro da normalidade.
- O valor máximo de I.T. registado foi para o aerogerador “Ag19” de 13.1%.



## **7. Análise do regime de ventos com anemómetros sónicos**

As medições no Parque Eólico da Coelheira com anemometria sónica dividiram-se num período inicial de preparação do ensaio, seguido de campanha de medições e tratamento de dados.

Tendo já sido feitos, anteriormente, testes de calibração em condições laboratoriais para aferição dos anemómetros sónicos, a primeira fase, neste trabalho, constituiu em fazer pequenos ajustes tais como: configurar o equipamento com os parâmetros desejados nomeadamente a frequência de aquisição, configuração do formato do vector da velocidade para coordenadas cartesianas e a sincronização do relógio em ambos os anemómetros.

A fase seguinte constituiu na deslocação ao local (Parque Eólico da Coelheira) e instalação do equipamento sónico na torre de medição da PORT312. Foram instalados dois anemómetros sónicos, a 30 e a 64 metros do solo pelas mesmas razões anteriormente mencionadas (nos anemómetros de copos). No anexo A, está representado um esquema da montagem e as dimensões da estação.

As medições foram feitas a uma taxa de amostragem de 20Hz, ou seja, foram retiradas informações sobre o vento com um intervalo de integração de 2 segundos. Desta forma, a autonomia do sistema, dependente do tempo de integração definido pelo operador, permitiu ciclos de 7.5 dias seguidos de medições. Neste estudo seriam teoricamente obtidos 1296000 dados sobre o vento.

De seguida, procedeu-se ao tratamento dos dados utilizando programas computacionais suficientemente potentes capazes de trabalhar com tal quantidade de dados. Os programas utilizados foram o Cygwin e depois o MatLab.

Uma vez que a norma IEC-61400-1 sugere que os dados do vento devem ser tratados em médias de 10 em 10 minutos, o número de dados ficaria reduzido a 2160 séries de dados do vento, correspondentes, cada uma, a um intervalo de 10 minutos.

Na prática, o anemómetro a 30 metros apenas fez medições nos primeiros 7 dias enquanto que o anemómetro a 64 metros fez medições durante os 15 dias da campanha de medições. Daí obtiveram-se 2040 séries de 10 minutos para a altura de 64 m e apenas 1112 séries para 30 m. Problemas nomeadamente com os cartões de memória inseridos nos anemómetros sónicos, que foram configurados para armazenar os dados do vento em sobreposição a outros dados de vento medidos em estações de medição anteriores causaram essas diferenças nos registos de dados dos anemómetros.

Por outro lado, a exclusão das direcções de vento afectadas por aerogeradores vizinhos e depois a preocupação de um estudo dos dados do vento com maior rigor (simultaneidade dos valores obtidos pelos anemómetros sónicos a 30 e a 64 metros), fizeram com que o número de séries de dados de vento de 10 minutos ficasse ainda mais reduzido.

Esta campanha de medição foi realizada de 23 de Janeiro a 8 de Fevereiro de 2008.

## 7.1. Características do vento

As medições com o anemómetro sónico revelaram grande ocorrência dos ventos em duas direcções distintas. Durante esse período de medição foram registadas intensidades de velocidades do vento maioritariamente baixas, ou seja, abaixo dos 10 m/s, como podemos ver nas figuras seguintes.

O anemómetro sónico a 30 metros do solo registou, para as direcções não perturbadas, 222 séries de dez minutos de dados do vento, enquanto que a 64 metros se registaram 630 séries.

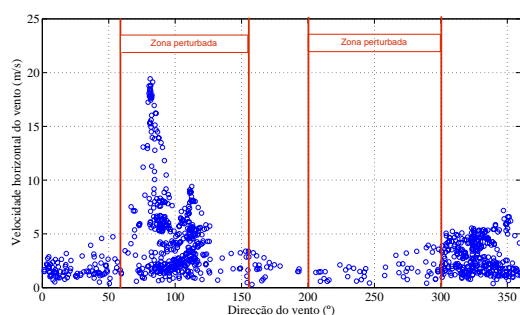


Figura 40 – Figura das ocorrências das velocidades do vento para as direcções de vento, a 30 metros

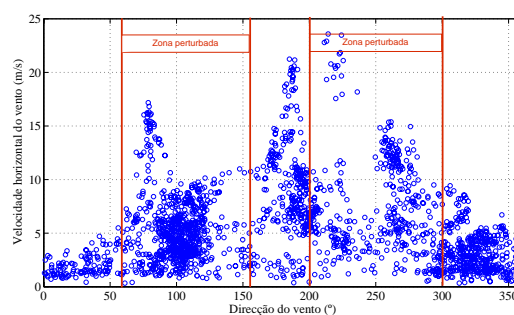


Figura 41 – Figura das ocorrências das velocidades do vento para as direcções de vento, a 64 metros

Podemos observar pelas figuras 46 e 47, que o anemómetro a 64 m registou velocidades de vento maiores que a 30 m, no entanto, o anemómetro a 30 m funcionou apenas durante a primeira metade da campanha, logo, tem menos registos.

## 7.2. Componentes verticais do escoamento

As componentes verticais do escoamento registadas nos anemómetros sónicos estão representadas nos quatro figuras seguintes. Verifica-se que os sectores 1, 2 e 3 apresentam valores da componente vertical do escoamento, maioritariamente positivos, para ambas as alturas, assim como nos sectores 15 e 16. Por outro lado, para os sectores 8, 9 e 10, registaram-se velocidades horizontais do vento superiores e os valores da componente vertical do escoamento foram maioritariamente negativos. Estes registos estão em concordância com os resultados obtidos pelo programa Wasp Engineering, tabelas 11 e 12, da secção 6.1.

Podemos visualizar pelas figuras 48 e 50, que existem componentes verticais acima dos 20% da componente horizontal da velocidade, no entanto, recorrendo às figuras 49 e 51, conclui-se que esses valores correspondem a velocidades do vento inferiores a 3 m/s. Para velocidades acima dos 5 m/s, verifica-se que a componente vertical não ultrapassa os 10 % em ambas as alturas.

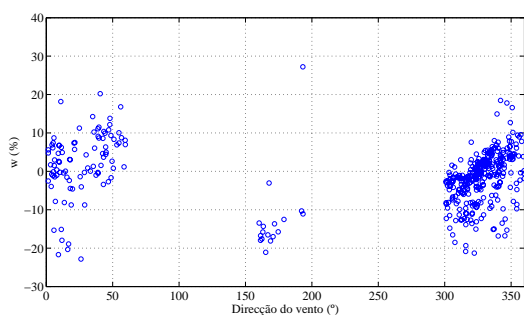


Figura 42 – Relação componente vertical da velocidade com a direcção do vento, para 30 metros

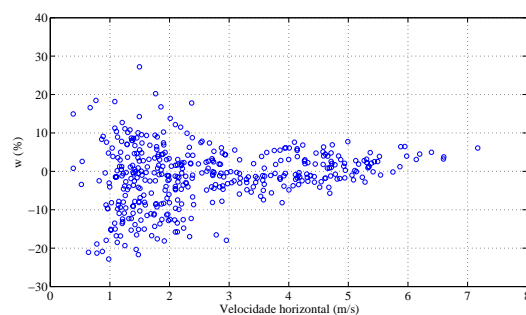


Figura 43 – Relação componente vertical da velocidade com a velocidade horizontal do vento, para 30 metros

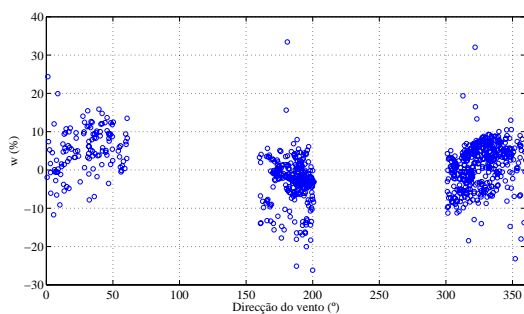


Figura 44 – Relação componente vertical da velocidade com a direcção do vento a 64 metros

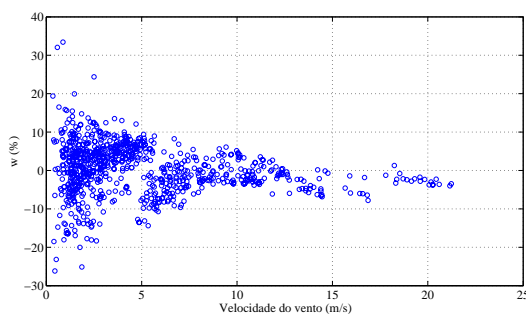


Figura 45 – Relação componente vertical da velocidade com a velocidade horizontal do vento a 64 metros

### 7.3. Turbulência

Os valores de turbulência apresentados nesta secção, são referentes à estação PORT312 como foi mencionado anteriormente. Os parâmetros analisados, neste estudo, foram a intensidade de turbulência longitudinal, transversal e vertical.

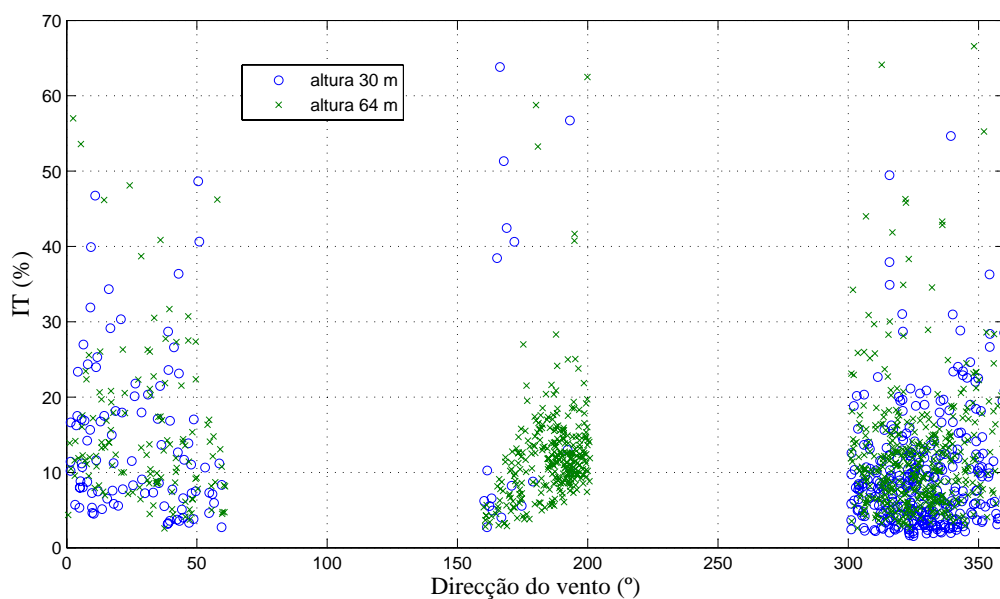


Figura 46 – Intensidade de turbulência segundo a direcção do vento, para 30 e 64 metros

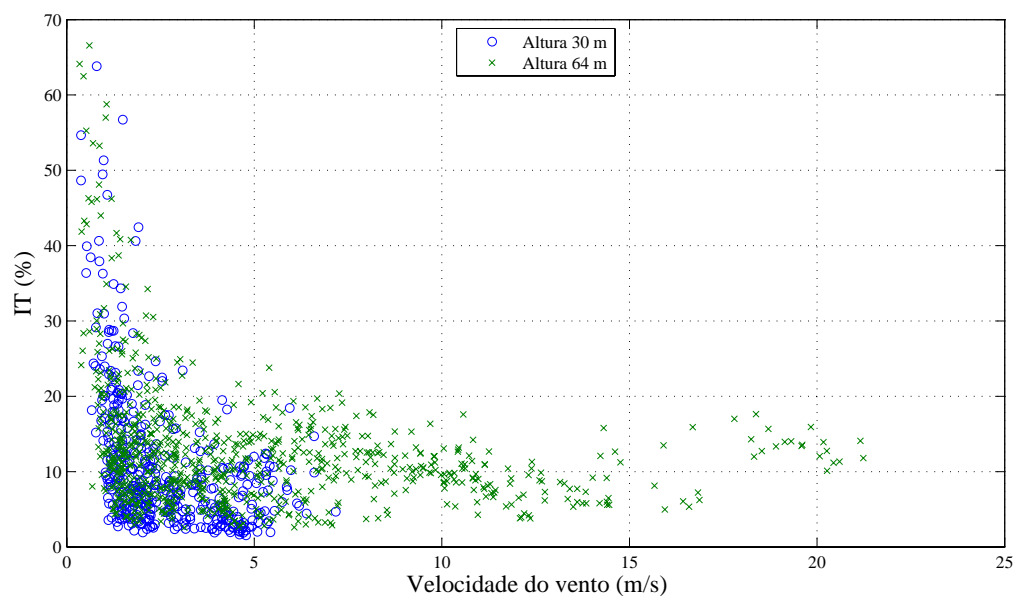


Figura 47 – Variação da intensidade de turbulência com a velocidade horizontal do escoamento a 30 e 64 m

Podemos visualizar na Figura 47 que o anemómetro sónico a 30 m não captou velocidades superiores a 8 m/s. Acima dos 3 m/s, a I.T. não excedeu os 20%, tendo a média de 7 %.

Para o anemómetro a 64 m registaram-se poucos valores de I.T. superiores a 20% para velocidades superiores a 3 m/s (Figura 47). Contudo a média da intensidade de turbulência para velocidades superiores a 3 m/s, foi 10.3 %.

Se quisermos analisar com maior detalhe o fenómeno da turbulência podemos estudar as flutuações nas três componentes: longitudinal, transversa e vertical. Para isso, converteu-se o vector velocidade para um referencial onde a direcção do vento se encontra alinhada com a direcção média obtida para um tempo de integração de 10 minutos. Desta forma, a componente  $u$  do escoamento corresponderá à velocidade média horizontal,  $\overline{V_h}$ , para o respectivo tempo de integração.

O valor do  $IT_u$  foi calculado segundo a expressão:

$$IT_u = \frac{\sigma_u}{\overline{V_h}} \times 100 \quad (9.1)$$

com as componentes transversal e vertical do escoamento dados pelos rácios:

$$\frac{IT_v}{IT_u} = \frac{\sigma_v}{\sigma_u} \quad \text{e} \quad \frac{IT_w}{IT_u} = \frac{\sigma_w}{\sigma_u} \quad (9.2)$$

As figuras 54, 55 e 56 representam as componentes longitudinais, transversais e verticais da turbulência, respectivamente, a 30 metros, enquanto que as figuras 57, 58 e 59 representam a mesma informação para 64 m.

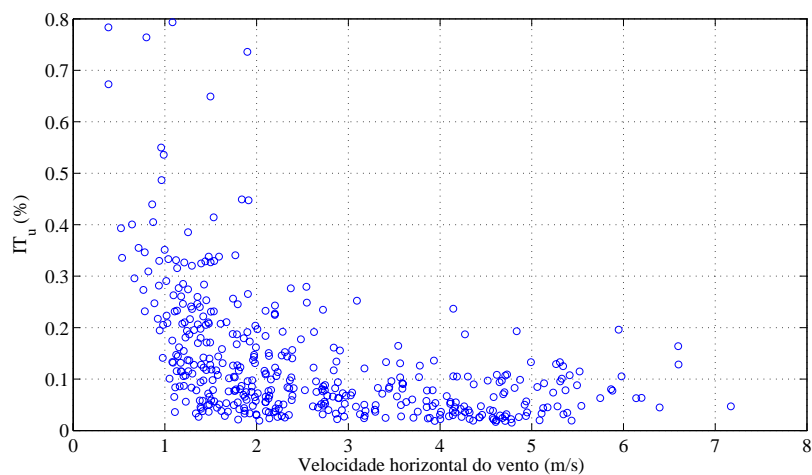


Figura 48 – Componente longitudinal da turbulência a 30 metros

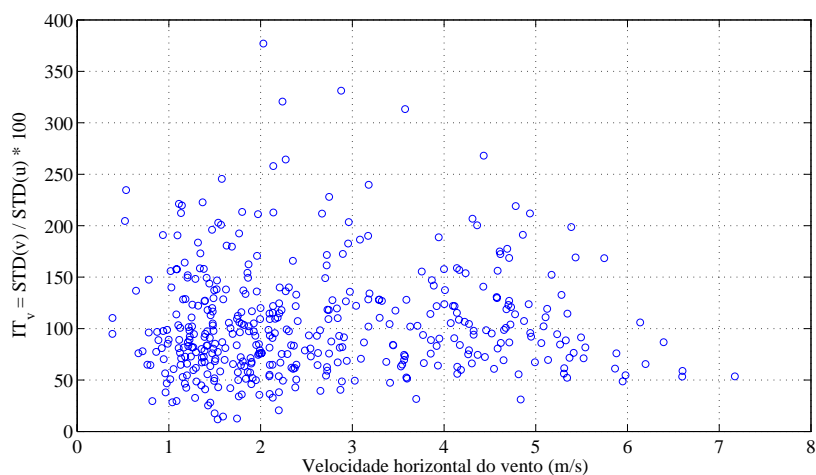


Figura 49 – Componente transversal da turbulência a 30 metros

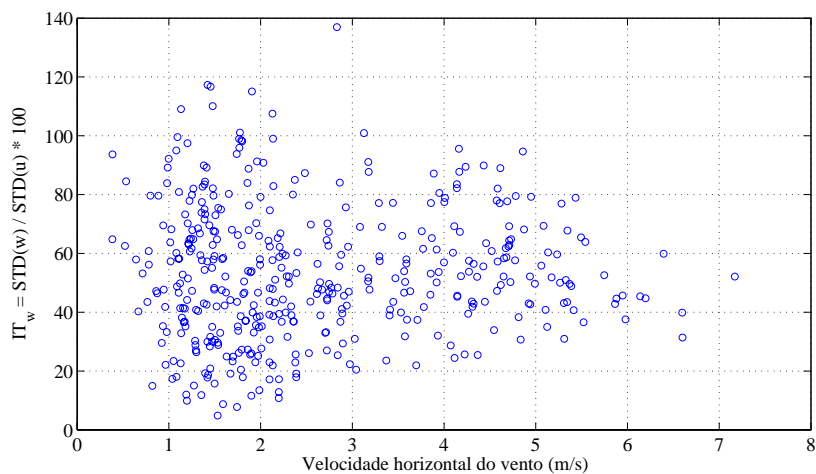


Figura 50 – Componente vertical da turbulência a 30 metros

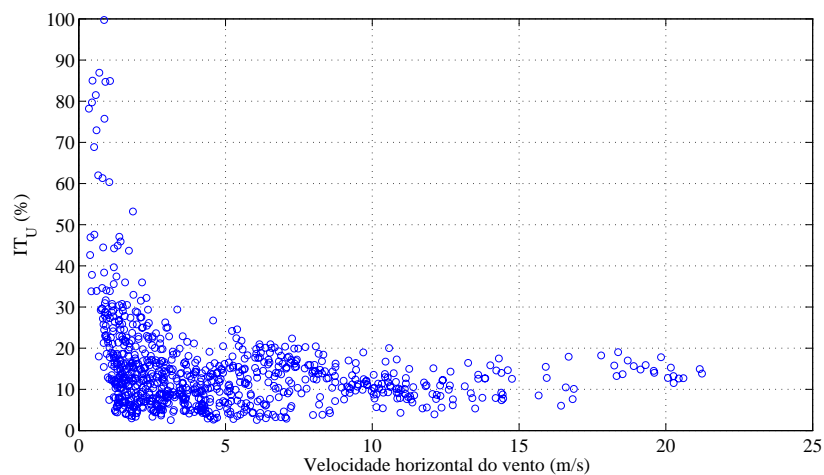


Figura 51 – Componente longitudinal da turbulência a 64 metros

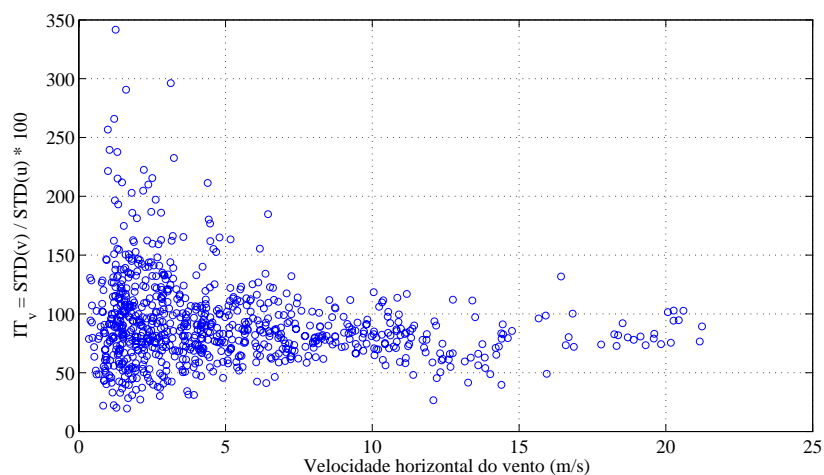


Figura 52 – Componente transversal da turbulência a 64 metros

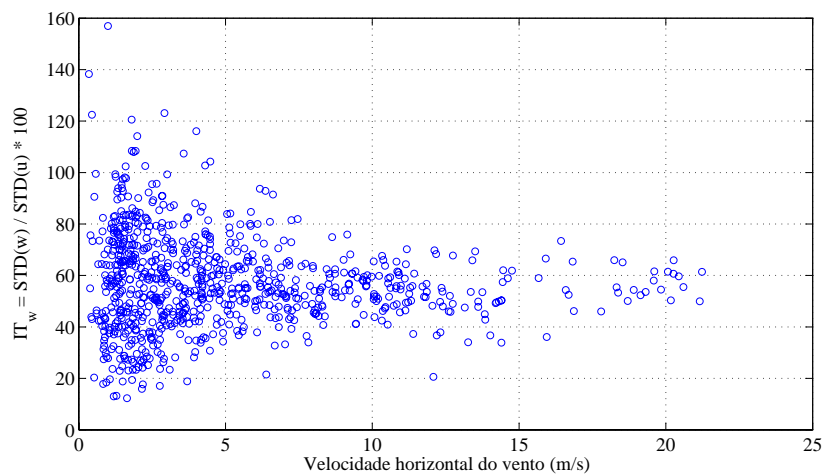


Figura 53 – Componente vertical da turbulência a 64 metros

Para 64 m verifica-se que a média de  $IT_u$  foi de 11.5 % para velocidades superiores a 3 m/s. Foram também observados (Figura 51) valores na ordem dos 15 % para velocidades superiores a 15 m/s, com o máximo de 19%.

Relativamente à componente transversal da turbulência (Figura 52) podemos observar que para velocidades superiores a 3 m/s, esta apresenta valores maiores que  $IT_u$ , tendo uma média de 86.8 %. Para a componente vertical da turbulência (Figura 53), a média registada para velocidades superiores a 3 m/s foi de 56.5 % relativamente à componente longitudinal.

A 30 m do solo a média de  $IT_u$  foi de 6.8 % para velocidades superiores a 3 m/s. A média da componente transversal e vertical do vento foi de 108.5 % e 55.9% respectivamente, para velocidades superiores a 3 m/s.

Na literatura existem valores padrão para as três componentes da turbulência. Na experiência de Kansas [10] foram medidos valores para os rácios  $\sigma_u/u_*$ ,  $\sigma_v/\sigma_u$  e  $\sigma_w/\sigma_u$  de 2.17, 0.82 e 0.63 respectivamente. Esta experiência teve como objectivo analisar características do vento da camada limite atmosférica em terreno plano e uniforme, recorrendo a medições da velocidade do vento [10] e utilizando anemómetros sónicos instalados a 30 m do solo, considerando como rugosidade do local,  $Z_0 = 0.024\text{m}$  [11].

Neste trabalho, para o terreno em estudo, foi considerado  $Z_0 = 0.05\text{m}$ , valor empírico obtido do European Wind Atlas [12]. Os rácios  $\sigma_v/\sigma_u$  e  $\sigma_w/\sigma_u$  são directamente comparáveis com os valores padrão, no entanto, para o cálculo de  $\sigma_u/u_*$  utilizou-se a seguinte expressão no cálculo de  $u_*$ :

$$u_* = \frac{U(Z) \times k}{\log\left(\frac{Z}{Z_0}\right)} \quad (9.4)$$

sendo  $U(Z)$  a velocidade do vento à altura  $Z$ ,  $k$  a constante de von Kàrmàn e  $Z_0$  a rugosidade.

Deste modo, obteve-se para 30 e 64 m, os valores 2.71 e 2.66, respectivamente, para o rácio  $\sigma_u/u_*$ .

A Tabela 16 mostra um resumo das componentes da turbulência estudadas nesse trabalho, para ambas as alturas. Os dados de 30 m e 64 m são simultâneos.

Tabela 16 – resumo das componentes da turbulência

	$IT_u$ (%)	$\frac{\sigma_v}{\sigma_u}$ (%)	$\frac{\sigma_w}{\sigma_u}$ (%)	$\frac{\sigma_u}{u_*}$	$u_*$ (m/s)	$Z_0$ (m)
<b>Kansas</b>	-	82	63	2.17	-	0.024
<b>30 m</b>	9.8	99.9	61.6	2.71	0.1164	0.05
<b>64 m</b>	11.6	78.5	57.4	2.66	0.1167	0.05

Teoricamente o valor de  $u_*$  do escoamento é apenas um, dependente da derivada do perfil de velocidades, consequentemente das tensões de corte superficiais. A assumption de que o perfil de velocidades obedece a uma lei logarítmica pode ser incorrecto, visto que obteve-se 2 valores diferentes de  $u_*$ , um para cada altura de medições ( considerando correcto o valor de



$Z_0$  escolhido). No entanto, as diferenças no valor de  $u_*$  são ligeiras, sendo estas apresentadas na Figura 54. Sendo assim, verifica-se a diminuição de I.T. com o aumento da velocidade do vento, confirmando mais uma vez o que foi dito na secção 2.3.

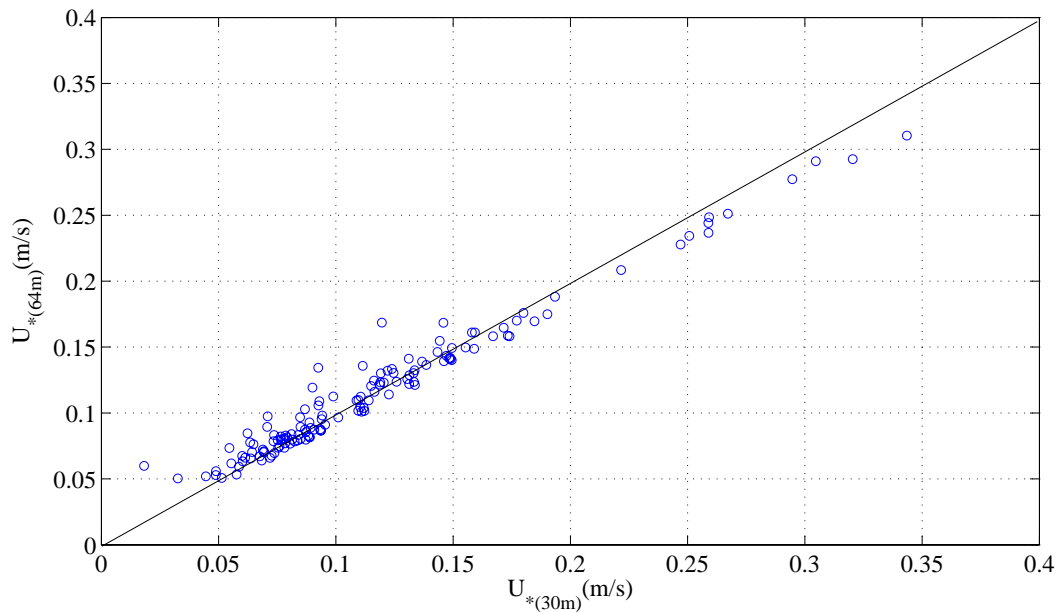


Figura 54 – Velocidades de fricção obtidas a diferentes alturas

Neste estudo das três componentes da turbulência verifica-se que a componente longitudinal apresenta valores superiores aos valores padrão tanto a 30 como a 60 m. Esta discrepância encontrada nos valores relaciona-se com as diferentes orografias onde ambas as experiências foram efectuadas, acarretando com isso uma diferença nos valores da turbulência. Pode-se visualizar pela Figura 54 que as considerações das velocidades de fricção a 30 m e a 60 m não interferem significativamente nos valores obtidos do rácio  $\sigma_u/u_*$ , face ao aumento significativo dos valores da turbulência. Por outro lado, os valores obtidos para a componente transversal e vertical da turbulência tiveram um comportamento idêntico aos valores padrão. Note-se que cada experiência abrangeu diferentes intervalos de tempo de medições e considerações (rugosidade e altura) que também têm as suas contribuições nos resultados.

#### 7.4. Simultaneidade dos dados

Para uma análise comparativa entre os valores das características do vento medidos pelo anemómetro sónico e de copos (estação PORT312), recorreu-se a séries de dados simultâneos. Para maior simplificação dos resultados optou-se por representar apenas os valores obtidos correspondentes à altura do rotor dos aerogeradores do Parque Eólico da Coelheira, ou seja, a 64 metros.

Se considerássemos todos os registos de 10 minutos (para todas as direcções de vento) teríamos 2040 valores do vento para ambos os anemómetros. No entanto, para direcções de vento não perturbadas, a simultaneidade entre os dados dos anemómetros de copos e de ultras, para 64 m, resultou em 640 registos. A Figura 55 mostra os dados obtidos a 64 metros.

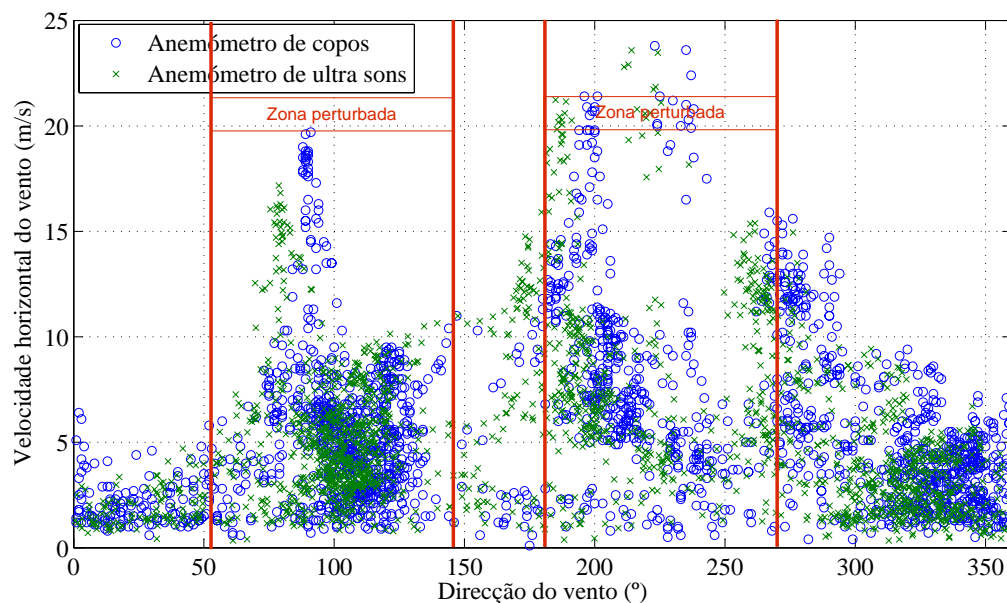


Figura 55 – Velocidade do vento segundo a direcção do vento, para 64 metros

Ao verificar-mos os resultados da Figura 55, quase que podemos concluir que os anemómetros estavam desfasados em 10 a 20°.

#### 7.4.1. Turbulência

O estudo teve apenas em consideração a componente horizontal da turbulência, uma vez que, o anemómetro de copos só consegue registar oscilações longitudinais do escoamento.

Tal como se tem feito até aqui, serão analisados apenas as direcções do vento não perturbadas pelos aerogeradores vizinhos.

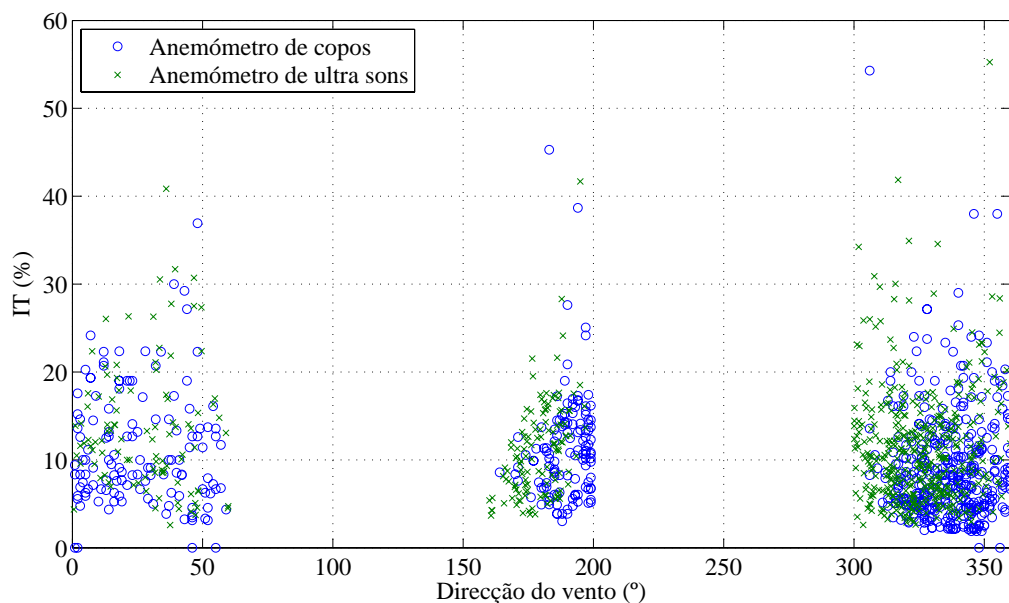


Figura 56 – Intensidade de turbulência a 64 metros, para as direcções de vento não perturbadas

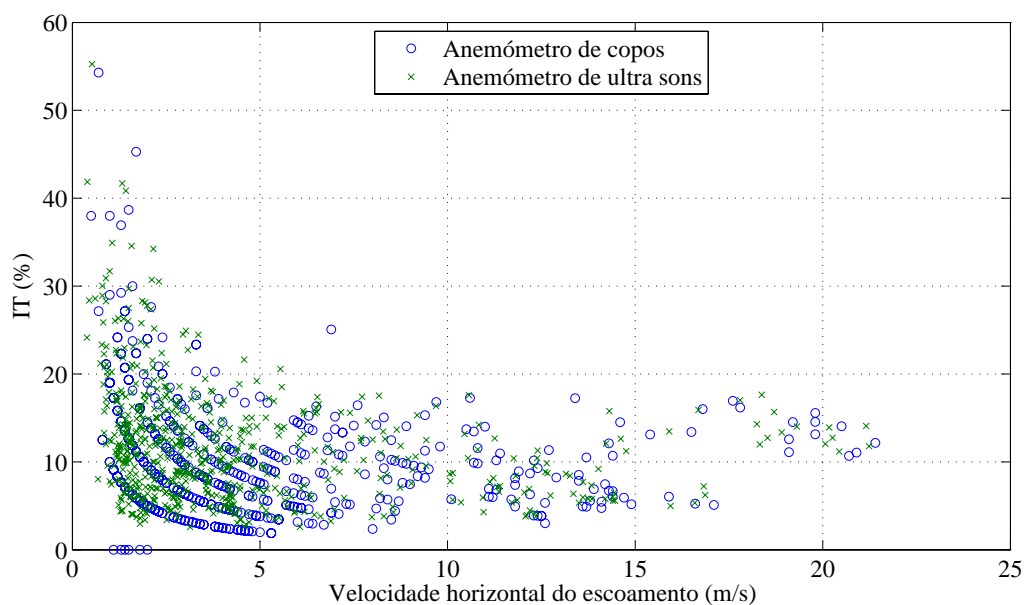


Figura 57 – Variação da intensidade de turbulência com a velocidade horizontal do escoamento a 64 metros

Para o anemómetro de copos e de ultra sons, a média da intensidade de turbulência foi de 8.2 % e 9.7 %, respectivamente, para velocidades superiores a 3 m/s.

A título de curiosidade as figuras seguintes representam os resultados obtidos pelos anemómetros de copos e de ultra sons para uma gama de direcções de vento perturbadas pelos aerogeradores vizinhos, ou seja, sectores 5, 6 e 7.

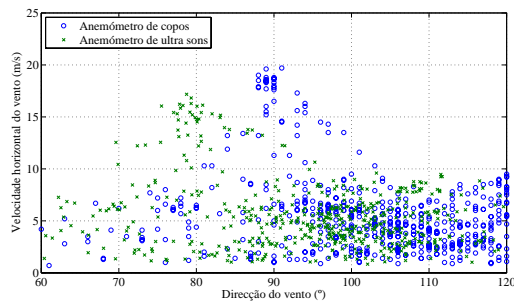


Figura 58 – Velocidade do vento segundo a sua direcção medida pelo anemómetro sónico

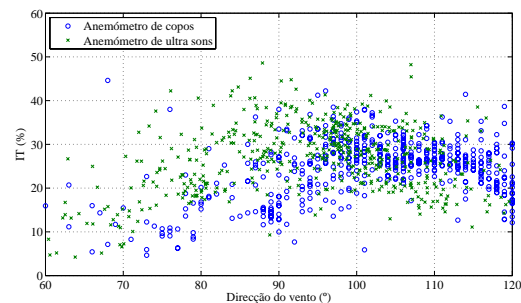


Figura 59 – Componente longitudinal da turbulência medida no anemómetro sónico

Podemos verificar que este sector de vento apresenta intensidades de turbulência superiores aos verificados em direcções não perturbadas, como era de se esperar. A média da intensidade de turbulência, para velocidades superiores a 3 m/s, foi de 24.1 % e 26.2 %, para o anemómetro de copos e de ultra sons respectivamente, ou seja, valores superiores ao dobro do resultado para as direcções de vento não perturbadas. Para estes sectores foram registadas 380 séries de 10 minutos.

#### 7.4.2. Expoente do perfil vertical da velocidade

Embora sejam apenas necessárias velocidades de vento superiores a 2 m/s, para que os aerogeradores comecem a transferir energia eléctrica para a rede, neste estudo, optou-se por considerar apenas os valores para velocidades superiores a 3 m/s para evitar zonas onde o escoamento atmosférico pudesse estar fortemente sujeito aos efeitos de rugosidade, e, deste modo, prejudicar o perfil vertical da velocidade. Sendo assim, obtiveram-se 120 registos.

Para o cálculo do expoente do vento, foi usada a lei da potência, descrita na secção 2.3.

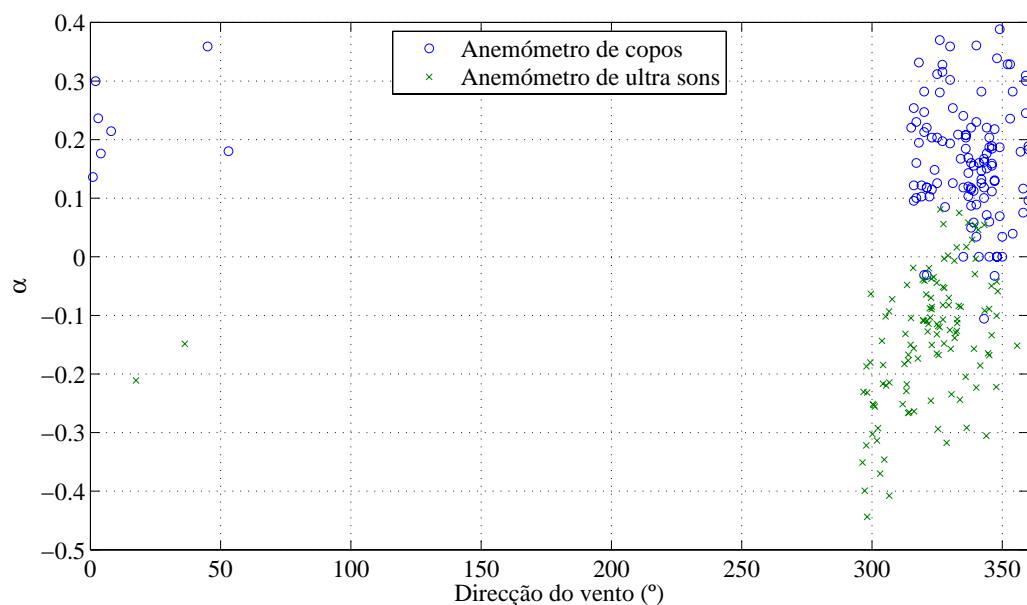


Figura 60 – Expoente do perfil vertical da velocidade para os anemómetros de copos e de ultra sons

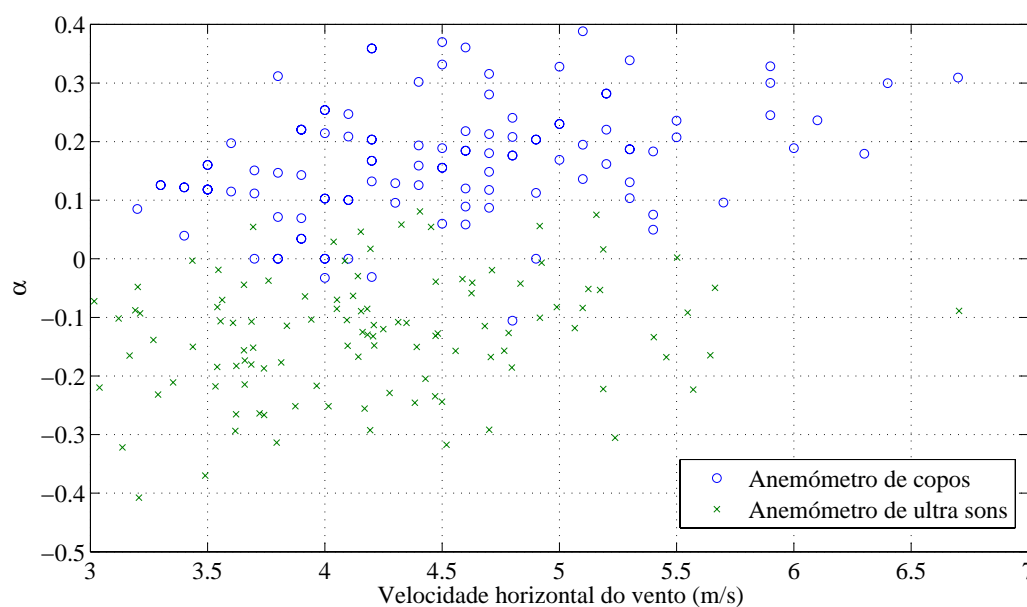


Figura 61 – Expoente do perfil vertical da velocidade do vento segundo a respectiva velocidade horizontal

Podemos visualizar pela Figura 60 que apenas houve registo de dados para os sectores 1, 2, 3, 15 e 16. Através da Figura 61, verificam-se nos anemómetros de copos, valores de expoentes do vento superiores a 0.3 para velocidade acima dos 3 m/s. Contudo a média foi 0.166.

Nos anemómetros de ultra sons obtiveram-se maioritariamente valores negativos para o expoente vertical da velocidade. A média obtida foi -0.14.

## 7.5. Conclusão

Podemos concluir deste capítulo o seguinte:

- Dentro das direcções consideradas não perturbadas e a 64 m, os anemómetros captou maiores intensidades da velocidade do vento para os sectores 8, 9 e 10
- As componentes verticais do escoamento não apresentaram valores anormais nas duas alturas de medição. Tanto a 30 m como a 64 m foram registadas componentes verticais abaixo dos 10 % (relativamente à componente horizontal do escoamento) para velocidades superiores a 5 m/s.
- Para 30 e 64 m e para velocidades superiores a 3 m/s, a média de I.T. foi 7 % e 10.3 %, respectivamente.
- As componentes da turbulência, longitudinais, transversais e verticais, para altura de 64 m e para velocidades maiores que 3 m/s, foram 11.5%, 86.8% e 56.5%, respectivamente. A 30 m, as mesmas componentes da turbulência registaram uma média de 6.8 %, 108,5 % e 55.9 %.
- Através do estudo comparativo das componentes da turbulência deste trabalho com valores de uma experiência padrão, os valores do rácio  $\sigma_u/u^*$  para 30 e 64 m apresentaram-se superiores ao valor padrão, no entanto, era esperado face às condições a que as duas experiências foram efectuadas.
- Com a análise simultânea verifica-se um desfasamento nas medições dos anemómetros de copos e de ultra sons de aproximadamente 10 a 20°.
- Verificou-se nos dados dos anemómetros de copos e de ultra sons, para 64 m e velocidades acima dos 3 m/s, uma média de I.T. de 8.2 % e 9.7 %, respectivamente.
- Relativamente ao expoente vertical da velocidade, o anemómetro de copos registou alguns valores acima de 0.3, no entanto, a média de  $\alpha$ , para velocidades acima dos 3 m/s foi de 0.166. Para os anemómetros de ultra sons, o valor médio de  $\alpha$  foi -0.14, o que leva a concluir que os anemómetros de copos e de ultra sons registaram valores de velocidade do vento diferentes, para as alturas de 30 e 64 metros.

## 8. Análise do desempenho de alguns aerogeradores

A análise da *performance* do funcionamento de um parque eólico é de extrema importância na identificação e quantificação de anomalias relativamente ao desempenho energético do parque. De seguida estão referidos alguns aspectos para essa análise:

- Perceber a *performance* do parque eólico em operação e descobrir potenciais falhas;
- Quantificar discrepâncias entre a energia medida e a estimada;
- Minimizar as incertezas de previsões de longo termo;
- Maximizar a produção do parque eólico;
- Fazer com que haja coerência entre os dados de produção do parque eólico e os dados de medição para a produção;

As discrepâncias energéticas poderão ser causadas por períodos operacionais menos ventosos, haver anomalias na *performance* da potência, disponibilidades de valores de medição, incertezas associadas a previsões de longo termo.

Neste trabalho foram usados dados SCADA (Supervisory Control and Data Acquisition) do Parque Eólico, para tentar identificar desvios na *performance* dos aerogeradores. Para isso foram registados valores em intervalos de dez minutos e recolhida informação relativamente à potência, à velocidade do vento na nacelle e direcção de vento na PORT312.

Os dados SCADA são normalmente utilizados para:

- Representação gráfica no funcionamento dum parque eólico;
- Identificação de mudanças na *performance* de potência;
- Medições de disponibilidades;
- Quantificação das perdas/ganhos de energia;
- Estimativas da energia a longo prazo

Anomalias como o mau funcionamento do controlo do pitch das pás, estragos das pás, problemas no programa de controlo, definições incorrectas, definições do ângulo da pá incorrectos, a aerodinâmica não optimizada, restrições das operações de funcionamento e condições ambientais, poderão originar alterações no desempenho de um aerogerador.

Os aerogeradores do parque eólico da Coelheira são do modelo E-70 E-4 da ENERCON e a Figura 62 representa a curva de potência desses modelos para a densidade do ar utilizada neste estudo,  $\rho = 1.08 \text{ kg/m}^3$  e a densidade utilizada pelos fornecedores da curva de potência dos aerogeradores.

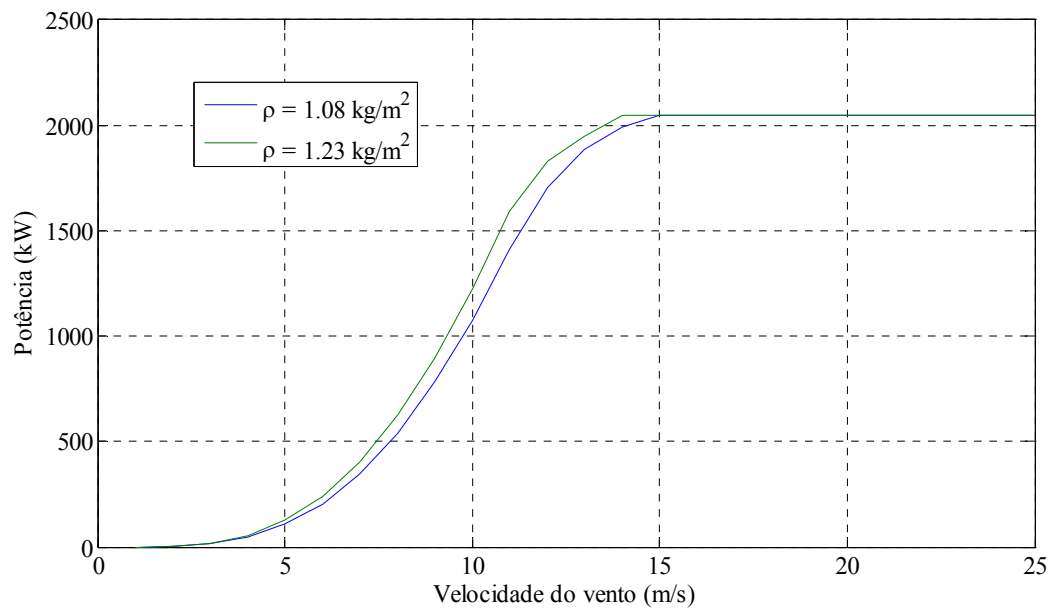


Figura 62 – Curva de potência dos aerogeradores E-70 E4.

Os parâmetros utilizados para esta análise foram: a direcção do vento medida no anemómetro de copos da PORT312 a 64 m, uma vez que os dados da direcção do vento nos anemómetros dos aerogeradores podem não representar a direcção real do vento, a velocidade do vento medida pelo anemómetro de copos na nacelle do aerogerador e a potência resultante dessa velocidade.

### 8.1. Análise geral

Não foram disponibilizados para análise todos os dados da operação do Parque Eólico. Todavia, foram possíveis identificar, através dos dados SCADA de Julho de 2006 a Setembro de 2007, curvas de potência de aerogeradores com algum interesse. Para uma maior simplificação da apresentação, estão representados algumas figuras com perfis não normais, para o caso dos aerogeradores “Ag11”, “Ag13”, “Ag14”, “Ag15”, “Ag16”, “Ag18” e “Ag19”.

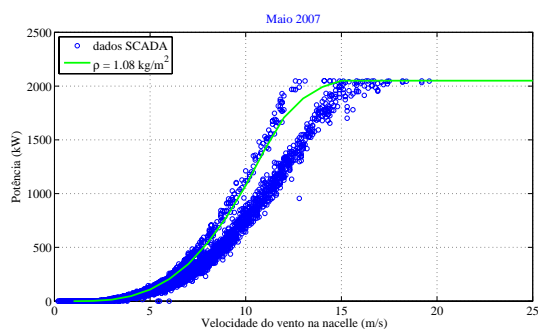


Figura 63 – Curva de potência do aerogerador “Ag11”

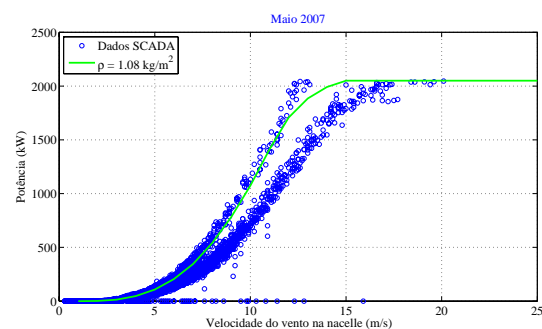


Figura 64 – Curva de potência do aerogerador “Ag14”



Podemos observar, pela Figura 63 e pela Figura 64, um deslocamento da curva de potência para a direita. Este tipo de anomalias é frequente acontecer quando a função de transferência do anemómetro da nacelle não está regulada, não fazendo uma correcta conversão dos dados.

As quatro figuras seguintes apresentam curvas de potência com outro tipo de anomalias, verificadas nos aerogeradores do Parque Eólico da Coelheira.

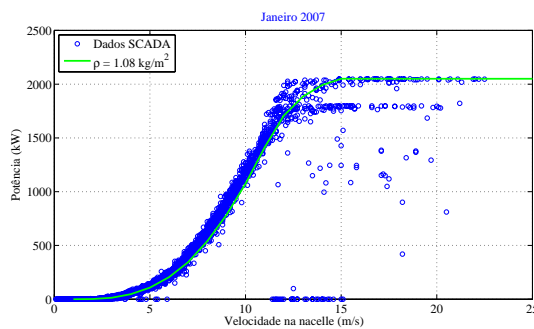


Figura 65 – Curva de potência do aerogerador “Ag15”

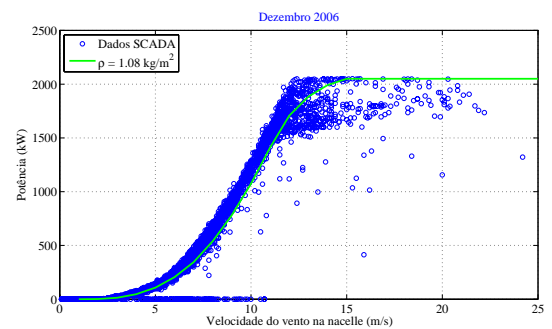


Figura 66 – Curva de potência do aerogerador “Ag16”

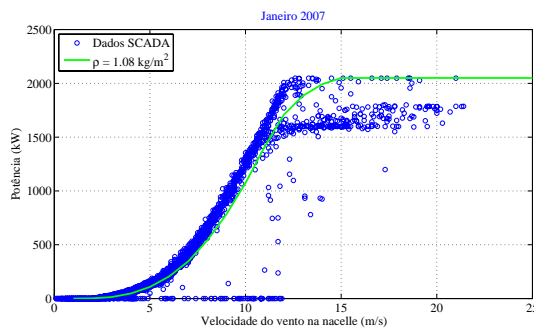


Figura 67 – Curva de potência do aerogerador “Ag18”

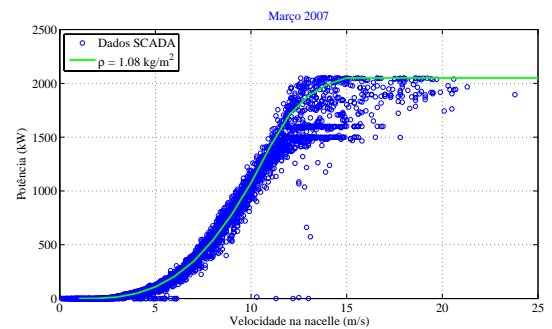


Figura 68 – Curva de potência do aerogerador “Ag19”

Nas figuras 71, 72, 73 e 74, podemos verificar a presença de fenómenos limitadores de potência a partir dos 12 m/s. Neste caso, problemas no pitch das pás, operações de manutenção, perda das características aerodinâmicas das pás (quando cobertas de gelo), são possíveis causas que levaram os aerogeradores a apresentar esse comportamento na curva de potência.

## 8.2. Análise por sector de vento

Uma análise do funcionamento dos aerogeradores, por sectores de vento, foi também realizada, com o intuito de tentar identificar alguns desvios no comportamento dos aerogeradores, por direcções de vento distintas.

A opção de estudar apenas o comportamento das curvas de potência dos aerogeradores “ag12” e “ag13” deve-se ao facto de serem estes os mais próximos da torre de medição PORT312, estação à qual se recolheu os dados da direcção do vento para a análise. Uma vez que se trata de terreno complexo, quanto mais longe estiverem os aerogeradores da referência, maior é o erro cometido da previsão de resultados. As figuras seguintes mostram as curvas de potência obtidas para os 16 sectores do vento.

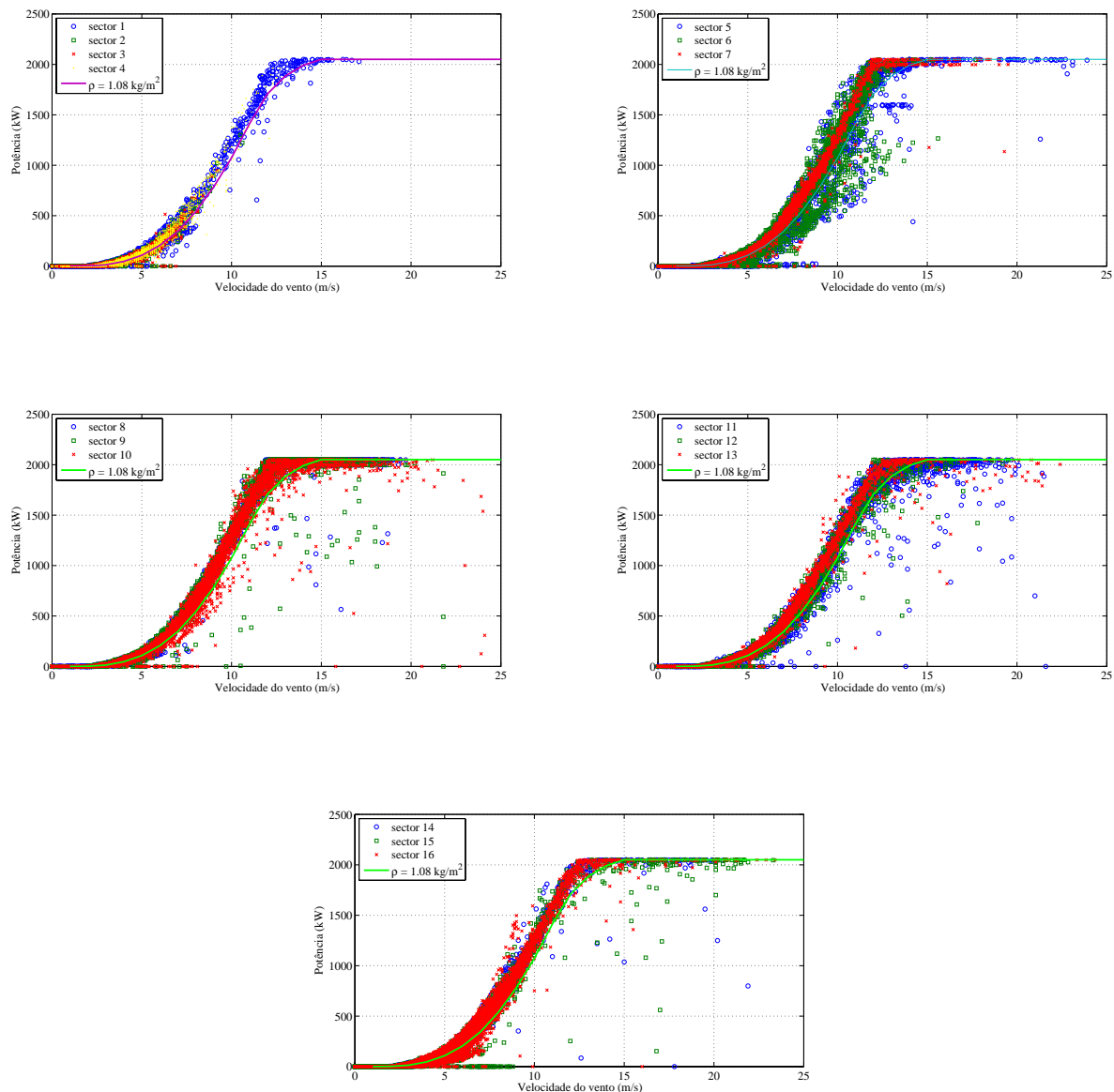


Figura 69 – Curvas de potência nos 16 sectores de vento do aerogerador “Ag12”

Podemos visualizar na Figura 69 que o aerogerador apresentou comportamentos anómalos para alguns sectores de vento. Nos sectores 5 e 6, para velocidades entre 7 e 14 m/s, ocorreram fenómenos estranhos que poderão ter sido causados por perturbações de turbulência provocadas pelo efeito de esteira dos aerogeradores vizinhos. Para os restantes sectores, a curva de potência apresentou-se normal.

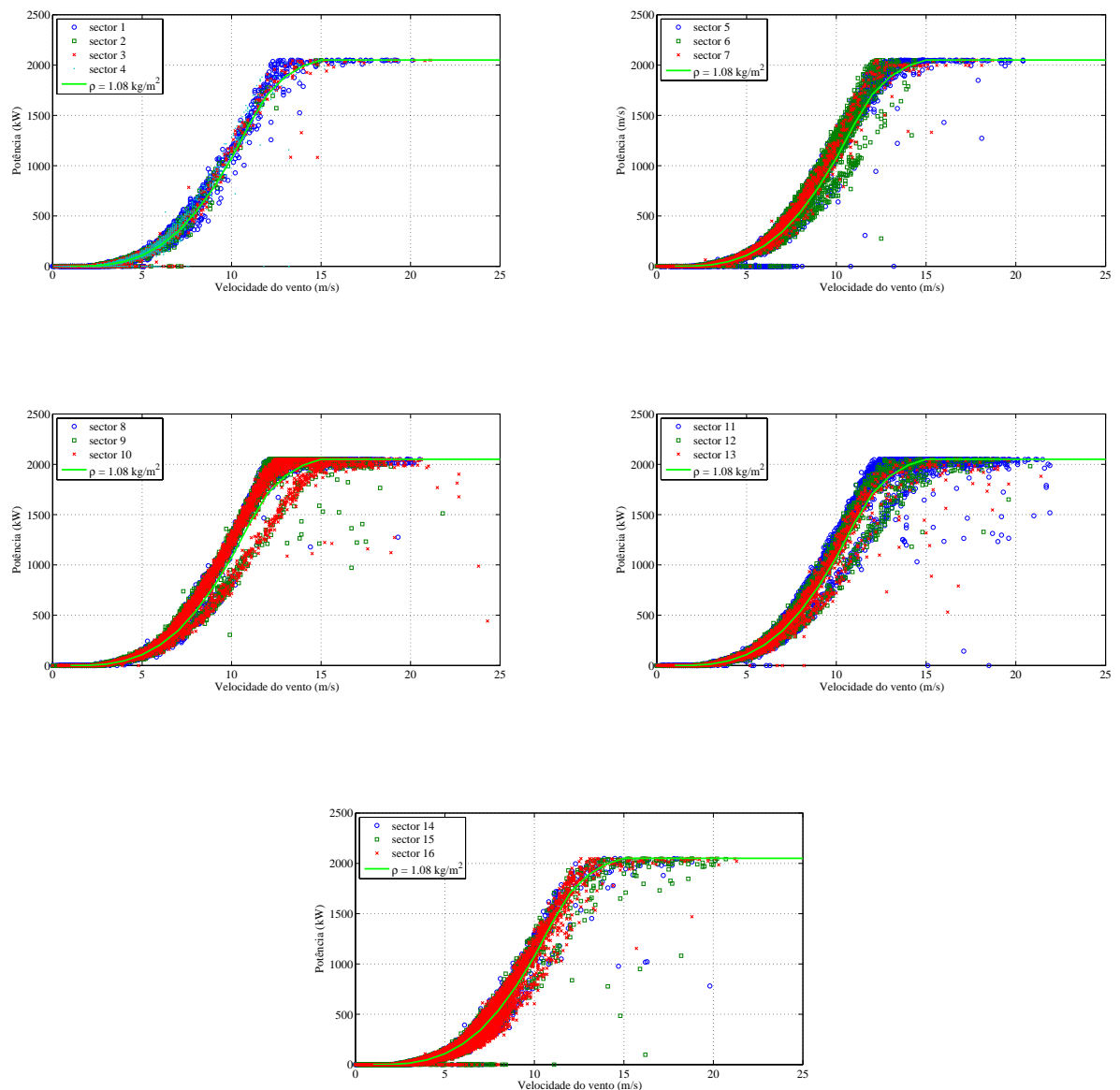


Figura 70 – Curvas de potência do “Ag13” nos 16 sectores do vento

Analisando as curvas de potência do aerogerador “Ag13”, Figura 70, verificou-se um deslocamento da curva de potência para a direita em vários sectores. Situação semelhante à das figuras 69 e 70, na secção anterior. Este tipo de anomalia também foi detectado para outros aerogeradores do Parque Eólico, tais como, os aerogeradores “Ag11” e “Ag14”.

Para os restantes aerogeradores foram também detectados alguns comportamentos anómalos da curva de potência, como se pode observar pelas figuras seguintes.

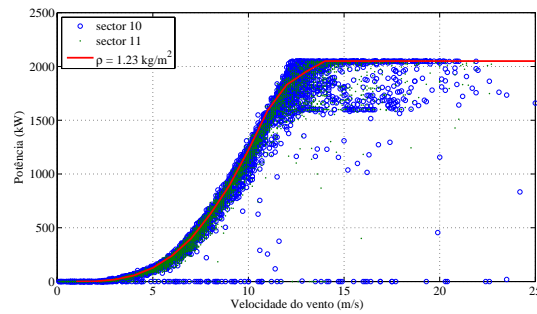


Figura 71-Curva de potência para o Aerogerador “Ag16”

O “ag16” apresentou limitações de potência, Figura 41, quando o vento soprou dos sectores 10 e 11.

### 8.3. Conclusão

Apesar de não terem sido disponibilizados para a análise todos os dados da operação do Parque Eólico, foram possíveis identificar comportamentos anómalos em alguns aerogeradores.

Problemas mecânicos como o mau funcionamento do pitch das pás, operações de manutenção, funções de transferência desreguladas, são possíveis razões que podem explicar esses desvios no comportamento das curvas dos aerogeradores.

Na análise das curvas de potência por sectores de vento, verificaram-se comportamentos estranhos, possivelmente devidos a características turbulentas do vento, para o aerogerador “Ag12”, para os sectores 5 e 6. No aerogerador “Ag13” foram detectados problemas relacionados com funções de transferência mal regulados, para os sectores 9, 10, 11, 12 e 13.

## 9. Conclusões

Pretendeu-se com este trabalho analisar o regime de ventos do Parque Eólico da Coelheira utilizando anemometria de copos e sónica e programas computacionais para tentar relacionar as características do vento do local com o desempenho dos aerogeradores.

Grande parte das ocorrências do vento verificadas na campanha de longo termo vem ou de direcções onde a orografia é muito complexa (sectores 15 e 16 da rosa-dos-ventos) ou de direcções onde o vento é perturbado pelos aerogeradores vizinhos.

Verificou-se que os valores do expoente do perfil vertical do vento máximo e mínimo captado pelos anemómetros de copos foram -0.176 e 0.235, respectivamente, para os sectores 8 e 9 da rosa-dos-ventos.

Foi nos sectores 2, 3 e 4 da rosa-dos-ventos que se registaram valores de intensidade de turbulência mais elevados, para velocidades superiores a 5 m/s.

De uma forma geral, a campanha de medição com o anemómetro de ultra sons não identificou valores preocupantes nas características do vento do Parque Eólico.

Não se registaram valores significativos da componente vertical do escoamento pois esta, para velocidades acima dos 5 m/s, nunca ultrapassou os 10% da componente horizontal do escoamento. A média de I.T. para 30 e 64 m e para velocidades superiores a 3 m/s foi de 7 % e 10.3 %, respectivamente.

As componentes longitudinais, transversais e verticais da turbulência apresentam valores ligeiramente superiores relativamente ao estudo feito em Kansas. Contudo, as experiências foram realizadas em condições orográficas diferentes.

Com a análise dos dados simultâneos entre os anemómetros de copos e de ultra sons, verificaram-se maioritariamente ocorrências nos sectores 1, 15 e 16. Registou-se uma média positiva dos valores do expoente vertical da velocidade, para o anemómetro de copos e uma média negativa para o anemómetro de ultra sons. Um pequeno desfasamento entre os ângulos dos anemómetros e a complexa orografia do terreno para Norte, contribuíram para as discrepâncias entres esses resultados.

As medições das características do vento foram feitas em dois pontos geográficos a duas alturas, sendo que, tratando-se de um terreno complexo, as medições efectuadas noutros pontos geográficos podem acarretar resultados completamente diferentes.

Os programas computacionais utilizados são bastante limitados para estudos em terrenos complexos e, por isso, as estimativas apenas servem para dar uma ideia do regime de ventos do local. Sendo assim, para todos os aerogeradores do parque, obtiveram-se valores de inclinação do escoamento dentro dos limites de segurança sugeridos pela norma IEC-61400-1, à excepção do aerogerador 13 que apresenta valores, em alguns sectores, pouco fora desse limite. Relativamente ao expoente do perfil vertical do vento, os resultados obtidos encontram-se também nos limites de segurança sugeridos pela norma, em todos os aerogeradores. A simulação da intensidade de turbulência para os aerogeradores do Parque Eólico prevê valores inferiores a 13.1%.

Pela a análise dos registos do desempenho da curva de potência dos aerogeradores, verificam-se algumas anomalias. Para o “ag12”, a curva de potência apresentou comportamentos estranhos provocados por flutuações do escoamento atmosférico, possivelmente, causado pelo

efeito de esteira dos aerogeradores vizinhos ou pela complexidade orográfica que o escoamento atravessa até chegar ao aerogerador. Também se verificam, para outros aerogeradores, anomalias nas respectivas curvas de potência, no entanto, causados por fenómenos mecânicos, tais como, operações de manutenção das máquinas, funções de transferência erradas, limitações de potência. Contudo, não foram disponibilizados todos os dados da operação do Parque Eólico, por isso, uma numerosa existência de ocorrências deste tipo de problemas afectarão claramente o seu desempenho.

Há documentos do Parque Eólico Candal / Coelheira que nos informam que os valores da produção eléctrica real do Parque são inferiores aos valores da produção eléctrica expectável [13]. Este estudo mostra que, apesar do Parque Eólico se localizar em terreno complexo e, por isso, propício a um regime de ventos com comportamentos estranhos que pudessem influenciar nos desvios de comportamento dos aerogeradores, conclui-se que não se trata de um regime de vento que traga grandes preocupações. Por outro lado, a sobre estimação do recurso foi verificada, o que fez com que as expectativas de produção do Parque Eólico fossem maiores.

## **10. Trabalhos futuros**

Sugere-se de seguida alguns trabalhos futuros com vista a melhorar a coerência do presente trabalho:

- Realizar medições do vento em maior número de pontos geográficos para assim melhor caracterizar o comportamento dos ventos do local onde a orografia é bastante complexa;
- Fazer um estudo de simulação do escoamento atmosférico com programas computacionais, p.e., o programa *Ventos*;
- Fazer um estudo semelhante a este, das características do vento, para o Parque Eólico do Candal.

## Referências

- [1] Wind Energy HandBook, Tony Burton, David Sharpe, Nick Jenkins, Ervin Bossanyi
- [2] Wind Energy Explained: Theory, Design and Application, J. F. Manwell, J. G. McGowan, A. L. Rogers, Abril 2002
- [3] Sistema para Tratamento, armazenamento e disseminação de dados do vento, Patrícia de Castro da Silva, Setembro 1999.
- [4] [www.nrgsystems.com](http://www.nrgsystems.com)
- [5] [www.ammonit.de](http://www.ammonit.de)
- [6] [www.metek.de](http://www.metek.de)
- [7] International Standart, IEC 61400-1, third edition, 2005-08.
- [8] WAsP 9, 1987-2008 RisØ National Laboratory, Danmark
- [9] WAsP Engeneering 2.0, 2001-2008 RisØ National Laboratory, Danmark
- [10] Atmospheric Bondary Layer Flows, Kaimal e Finigan (1994)
- [11] Flux-Profile Relationships in the Atmospheric Surface Layer, Businger, Wyngaard, Izumi and Bradley, 1971, nº28, 181-182.
- [12] European Wind Atlas, Troen, Ib, and Erik L. Petersen, Dinamarca: Risø National Laboratory, 1989.
- [13] Whole Wind Farm Warranty Verification, 2007 Annual Report, Candal / Coelheira Wind Farm



## **11. Anexos**

## 11.1. Anexo A

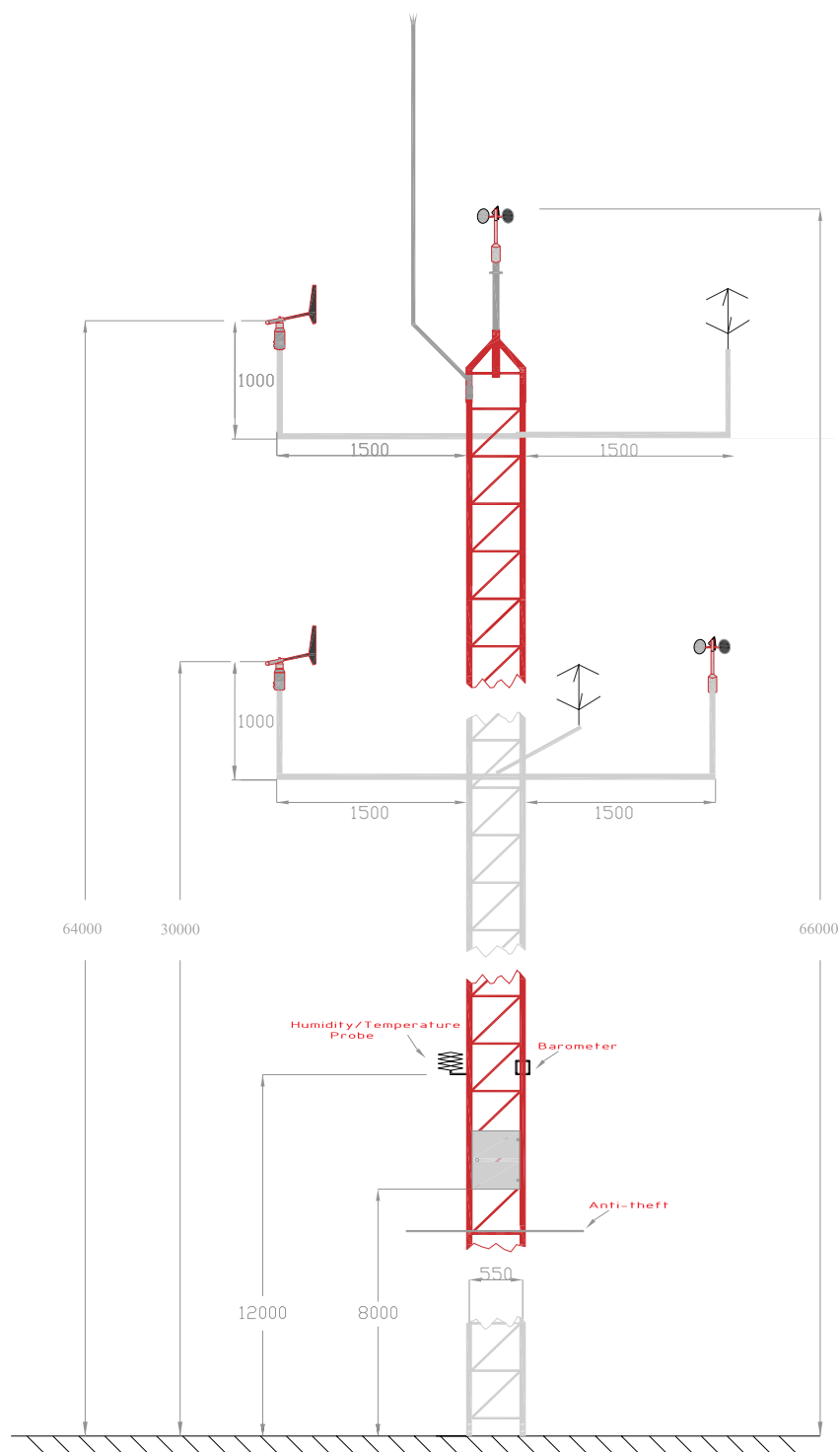


Figura 72 – Esquema da torre de medição da PORT312